

Análisis y conceptualización del almacenamiento geológico de Hidrógeno: Desarrollo de un modelo conceptual en el Valle Medio del Magdalena.

Jaime Alonso Santos Ballesteros

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo

Director:

Cesar Eduardo Herrera Cáceres

Geólogo M.Sc

Codirector:

Yesid Paul Goyes Peñafiel

Geólogo M.Sc

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Primero y sobre todas las cosas, a Dios, por darme la vida, la fortaleza y la sabiduría para recorrer este camino. Gracias por guiar cada paso y por recordarme que, con fe y perseverancia, todo es posible.

A mi mamá, Carmen Ballesteros, por ser mi guía y mi fortaleza, por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo, la dedicación y el amor incondicional.

A mi papá, Jaime Santos, por su apoyo constante, sus palabras de ánimo y su confianza en mí, incluso en los momentos más difíciles.

A mi hermana, Daniela, y a mi hermano, Kevin, por ser mi fuente de alegría, por creer en mis sueños y por recordarme siempre lo importante que es la familia.

A mis compañeros más leales, Madrid y Alana, cuyos ladridos me llenaron de energía y compañía en los momentos más solitarios. Su amor incondicional fue un refugio constante a lo largo de este camino.

A mi profesor de tesis, César Eduardo Herrera Cáceres, por su guía invaluable, sus enseñanzas y su fe en mis capacidades para alcanzar esta meta.

A mis amigos y pareja, por ser mi refugio en los momentos de incertidumbre y mis compañeros de celebración en los de alegría. Gracias por estar siempre ahí, dándome fuerzas para seguir adelante.

Y finalmente agradezco al Grupo de Recobro Mejorado (GRM) de la Escuela de Ingeniería de Petróleos y al geólogo Manuel Daza por su invaluable apoyo y orientación, que enriquecieron significativamente el desarrollo de este trabajo."

Este logro es de todos ustedes.

Con todo mi cariño y gratitud. *Jaime Santos*

Tabla de contenido

Introducción	16
1.Objetivos	18
1.1.Objetivo general.....	18
1.2.Objetivos específicos	18
2. Marco geológico.....	19
2.1.Localización	19
2.2.Evolución Geológica.....	20
2.3.Estratigrafía.....	23
2.3.1. Formación Girón.....	23
2.3.2. Formación Los Santos	23
2.3.3. Formación Cumbre	24
2.3.4. Formación Rosablanca.....	24
2.3.5. Formación Paja	24
2.3.6. Formación Simiti	24
2.3.7. Formación El Salto	25
2.3.8. Formación Tablazo	25
2.3.9. Formación La Luna.....	25
2.3.10. Formación Umir	25
2.3.11. Formación Lizama:	26

2.3.12. Formación La Paz	26
2.3.13. Formación Esmeraldas	26
2.3.14. Formación Mugrosa	26
2.3.15. Formación Colorado.....	27
2.3.16. Formación Real	27
2.3.17. Formación Mesa.....	27
3. Marco teórico	28
3.1. Almacenamiento de Hidrogeno subterráneo (UHS)	28
3.1.1. Tipos de hidrogeno	28
3.1.2. Tipos de almacenamiento geológico	31
3.1.3. Factores críticos.....	33
3.2. Python para almacenamiento de H2.....	37
3.2.1. Bibliotecas utilizadas	37
3.2.2. Método de Montecarlo	38
3.2.3. Software - Hardware.....	39
3.3. Revisión	39
3.3.1. Contexto Internacional y Relevancia del UHS	40
3.3.2. Potencial Geológico de Colombia.....	40
3.3.3. Iniciativas y Proyectos	41
3.3.4. Desafíos Técnicos y Económicos	41

4. Metodología	42
5. Análisis y resultados	45
5.2. Datos obtenidos	47
5.3. Caso 1 –Ideal - Campo Llanito:	49
5.3.1. Escenario 1:	50
5.3.2. Escenario 2:	51
5.4. Caso 2 –Ideal - Campo Colorado	53
5.4.1. Escenario 1:	54
5.4.2. Escenario 2:	56
5.5. Caso 3 – Grilla Aplicada - Campo Llanito.....	58
5.6. Caso 4 –Grilla Aplicada - Campo Colorado	62
5.7. Caso 5 – Montecarlo	66
5.7.1. Escenario 1 –Ideal - Campo Llanito	66
5.7.2. Escenario 2 –Real - Campo Llanito.....	68
5.7.3. Escenario 3 –Ideal - Campo Colorado.....	70
5.7.4. Escenario 4 –Real - Campo Colorado	72
6. Discusión.....	76
6.1. Contraste Determinístico vs Estocástico	76
6.2. Implicaciones técnicas y económicas	81
6.2.1. Beneficios	81

6.2.2. Limitaciones 87

7. Conclusiones 90

8. Recomendaciones 91

Referencias bibliográficas..... 92

Lista de Figuras

Figura 1. Mapa de localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	20
Figura 2. Esquema de la evolución del Valle Medio del Magdalena.	22
Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.	28
Figura 4. Formas de producción del Hidrogeno y sus respectivos colores.....	29
Figura 5. Workflow de la metodología aplicada a la simulación de los modelos.	43
Figura 6. Mapa Conceptual vinculando la Metodología.....	44
Figura 7. <i>Mapa representativo de la ubicación de los Campos Llanito y Colorado en el Valle Medio del Magdalena.</i>	47
Figura 8. Representación del Modelo 3D del Campo Llanito.	49
Figura 9. Grafica correspondiente al Caso 1 – Escenario 1 con los datos del Campo Llanito. Factor de Compresibilidad vs Capacidad de Almacenamiento de H2.....	51
Figura 10. Grafica correspondiente al Caso 1 – Escenario 2 con los datos del Campo Llanito. Saturación de Fluidos vs Capacidad de Almacenamiento de H2.....	52
Figura 11. Representación del Modelo 3D del Campo Colorado.....	53
Figura 12. Grafica correspondiente al Caso 2 – Escenario 1 con los datos del Campo Colorado. Factor de Compresibilidad vs Capacidad de Almacenamiento de H2.....	56

Figura 13. Grafica correspondiente al Caso 2 – Escenario 2 con los datos del Campo Colorado. Saturación de Fluidos vs Capacidad de Almacenamiento de H2.....	57
Figura 14. Representación de la Grilla 3D para el Campo Llanito.....	58
Figura 15. Corte 2D del Plano XY del Yacimiento presente en el Campo Llanito.....	59
Figura 16. Corte 2D del Plano ZY del Yacimiento presente en el Campo Llanito.	60
Figura 17. Corte 2D del Plano ZX del Yacimiento presente en el Campo Llanito.	61
Figura 18. Histograma mostrando la distribución de las porosidades en el Yacimiento de Campo Llanito.	61
Figura 19. Corte 2D del Plano XY del Yacimiento presente en el Campo Colorado	63
Figura 20. Corte 2D del Plano ZY del Yacimiento presente en el Campo Colorado.....	64
Figura 21. Corte 2D del Plano ZX del Yacimiento presente en el Campo Colorado.....	64
Figura 22. Histograma mostrando la distribución de las porosidades en el Yacimiento de Campo Colorado.....	65
Figura 23. Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 1 de Montecarlo.	67
Figura 24. Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 1 de Montecarlo.	68

Figura 25. Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 2 de Montecarlo.	69
Figura 26. Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 2 de Montecarlo.	70
Figura 27. Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 3 de Montecarlo.	71
Figura 28. Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 3 de Montecarlo.	72
Figura 29. Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 4 de Montecarlo.	73
Figura 30. Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 4 de Montecarlo.	74
Figura 31. Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 1 – Campo Llanito vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario 1	76
Figura 32. Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 2 – Campo Colorado vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario.....	77
Figura 33. Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 3 – Campo Llanito vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario 2.	78
Figura 34. Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 4 – Campo	

Colorado vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario 4.....	79
Figura 35. Grafica de la demanda nacional de Hidrogeno.	82
Figura 36. Comparación de energía específica en diversos combustibles. Masa vs Volumen....	85
Figura 37. Grafica de la demanda energética nacional.	86
Figura 38. Grafica de factor de compresibilidad del Hidrogeno vs Temperatura. Cada línea muestra cómo se relacionan estos 2 factores con respecto a la Presión.....	88
Figura 39. Grafica de factor de compresibilidad del Hidrogeno vs Presión. Cada línea muestra cómo se relacionan estos 2 factores con respecto a la Temperatura.	89

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Resumen de las propiedades recopiladas.</i>	48
Tabla 2. Diferentes valores de factor de compresibilidad aplicados al Campo Llanito con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2.	50
Tabla 3. Diferentes valores de saturación de fluidos aplicados al Campo Llanito con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2.	52
Tabla 4. Diferentes valores de factor de compresibilidad aplicados al Campo Colorado con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2.....	55
Tabla 5. Diferentes valores de saturación de fluidos aplicados al Campo Colorado con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2	57
Tabla 6. Compilado de los resultados obtenidos para el Campo Llanito.....	75
Tabla 7. Compilado de los resultados obtenidos para el Campo Colorado.	75
Tabla 8. Resumen del contraste de la capacidad de almacenamiento para el Campo Llanito....	80
Tabla 9. Resumen del contraste de la capacidad de almacenamiento para el Campo Colorado.....	80
Tabla 10. Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional de hidrogeno para el Campo Llanito.	82

Tabla 11. Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional de hidrogeno para el Campo Colorado.	82
Tabla 12. Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional energética para el Campo Llanito.	86
Tabla 13. Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional energética para el Campo Colorado.	87

Lista de Apéndices

Los apéndices están disponibles en el Repositorio Institucional.

Apéndice A. DETERMINISTICO LLANITO – Código Python correspondiente al Caso 1.

Apéndice B. DETERMINISTICO COLORADO – Código Python correspondiente al Caso 2.

Apéndice C. POROSIDAD LLANITO – Código Python correspondiente al Caso 3.

Apéndice D. POROSIDAD COLORADO – Código Python correspondiente al Caso 4.

Apéndice E. MONTECARLO LLANITO – Código Python correspondiente al Caso 5 –
Escenarios 1 y 3.

Apéndice F. MONTECARLO COLORADO – Código Python correspondiente al Caso 5 –
Escenarios 2 y 4.

Apéndice G. FIGURAS – Código Python correspondiente a la Representación del Modelo 3D
del Caso 1 y 2.

Resumen

Título: Análisis y conceptualización del almacenamiento geológico de Hidrógeno: Desarrollo de un modelo conceptual en el Valle Medio del Magdalena.

Autor: Jaime Alonso Santos Ballesteros

Palabras Clave: UHS, VMM, Simulación, Porosidad, Transición energética.

Descripción:

Se centra en la evaluación del almacenamiento subterráneo de hidrógeno (UHS) como una solución energética sostenible para Colombia. Este estudio aborda el uso de yacimientos depletados y formaciones geológicas específicas del Valle Medio del Magdalena (VMM) para el almacenamiento seguro y eficiente de hidrógeno, un elemento clave en la transición hacia energías limpias.

La investigación incluye un análisis geológico detallado de la región, evaluando factores como porosidad, permeabilidad y características litológicas de las formaciones. Asimismo, desarrolla un modelo conceptual mediante simulaciones y cálculos realizados con un código en Python, el cual estima la capacidad de almacenamiento de hidrógeno en función de parámetros técnicos como presión, temperatura y saturación residual.

El VMM presenta características geológicas favorables, como una extensa red de yacimientos depletados y formaciones con propiedades adecuadas para el UHS. Además, el uso de infraestructura petrolera existente podría reducir los costos de implementación. Sin embargo, el estudio identifica desafíos, entre ellos la heterogeneidad geológica de la región, las posibles reacciones químicas y biológicas que afectan el hidrógeno almacenado, y la falta de normativas específicas para regular esta tecnología en el país.

El autor concluye que el desarrollo de UHS en el VMM es técnicamente viable y económicamente prometedor, pero requiere estudios piloto y simulaciones adicionales para garantizar su eficacia. Este trabajo representa una contribución valiosa para la transición energética de Colombia, proporcionando herramientas y conocimientos esenciales para el diseño e implementación de proyectos de almacenamiento geológico de hidrógeno.

**Trabajo de grado.

**Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Cesar Eduardo Herrera Quintero. Geólogo.

Abstract

Title: Analysis and conceptualization of geological storage of hydrogen: Development of a conceptual model in the Middle Magdalena Valley.

Author: Jaime Alonso Santos Ballesteros

Keywords: UHS, VMM, Simulation, Porosity, Energy transition.

Description:

It focuses on the evaluation of underground hydrogen storage (UHS) as a sustainable energy solution for Colombia. This study addresses the use of depleted reservoirs and specific geological formations in the Middle Magdalena Valley (MMV) for the safe and efficient storage of hydrogen, a key element in the transition to clean energy.

The research includes a detailed geological analysis of the region, evaluating factors such as porosity, permeability and lithological characteristics of the formations. It also develops a conceptual model through simulations and calculations performed with a Python code, which estimates the hydrogen storage capacity based on technical parameters such as pressure, temperature and residual saturation.

The MMV presents favorable geological characteristics, such as an extensive network of depleted reservoirs and formations with properties suitable for UHS. In addition, the use of existing oil infrastructure could reduce implementation costs. However, the study identifies challenges, including the geological heterogeneity of the region, the potential chemical and biological reactions affecting stored hydrogen, and the lack of specific regulations to govern this technology in the country.

The author concludes that the development of UHS in the VMM is technically feasible and economically promising but requires additional pilot studies and simulations to ensure its effectiveness. This work represents a valuable contribution to Colombia's energy transition, providing essential tools and knowledge for the design and implementation of geological hydrogen storage projects.

*Degree Work.

** Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Geology School.

Introducción

La búsqueda de alternativas energéticas sostenibles y limpias es crucial en el contexto actual de cambio climático y agotamiento de combustibles fósiles. El hidrógeno se presenta como un vector energético de gran potencial debido a su alta densidad energética y a su capacidad para generar energía sin emisiones directas de dióxido de carbono. Sin embargo, la adopción a gran escala del hidrógeno como fuente de energía depende significativamente de la resolución de varios desafíos técnicos, siendo el almacenamiento seguro y eficiente uno de los más críticos (Andersson & Grönkvist, 2019).

El almacenamiento geológico de hidrógeno (UHS) emerge como una solución viable para el almacenamiento a gran escala, proporcionando una capacidad de almacenamiento sustancial y una seguridad mejorada en comparación con otros métodos. Esta técnica implica la inyección de hidrógeno en formaciones geológicas subterráneas, tales como acuíferos salinos, cavernas de sal y formaciones rocosas porosas, donde puede ser almacenado a largo plazo y recuperado según sea necesario (Heinemann et al., 2021).

El Valle Medio del Magdalena, una región geológicamente rica y estratégicamente ubicada en Colombia presenta un potencial significativo para el desarrollo del almacenamiento geológico de hidrógeno. La diversidad geológica de esta área y su infraestructura energética emergente la convierten en una candidata ideal para la implementación de tecnologías de UHS. Sin embargo, es crucial llevar a cabo un análisis detallado y una conceptualización específica para evaluar la viabilidad y optimizar la implementación del UHS en esta región.

En este contexto, la investigación tiene como objetivo principal el Análisis y Conceptualización del Almacenamiento Geológico de Hidrógeno en el Valle Medio del Magdalena. Este estudio se enfocará en desarrollar un modelo conceptual, que servirá como base para futuros proyectos de almacenamiento de hidrógeno en la región. Para lograr esto, se realizará una revisión exhaustiva de las características geológicas del Valle Medio del Magdalena y un análisis detallado de los parámetros técnicos que influyen en el almacenamiento geológico de hidrógeno.

Este trabajo no solo pretende contribuir al conocimiento científico y técnico del almacenamiento de hidrógeno, sino también proporcionar una herramienta valiosa para los tomadores de decisiones y los desarrolladores de proyectos en la región.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Realizar una conceptualización detallada del almacenamiento geológico de hidrógeno con el fin de analizar y desarrollar un modelo conceptual aplicable en el Valle Medio del Magdalena.

1.2. Objetivos específicos

Recopilar la información geofísica, petrofísica y geológica disponible acerca de la zona de interés relacionada.

Identificar y definir zonas de interés para los modelos de almacenamiento de H₂, teniendo en cuenta características específicas como alta porosidad, baja permeabilidad, litologías afines de baja granulometría y yacimientos depletados.

Construir un modelo de celdas y realizar el Modelamiento de 3D de las propiedades petrofísicas en las zonas identificadas con potencial para almacenamiento de H₂ teniendo por base la información encontrada en la revisión bibliográfica.

Realizar simulaciones de potencial almacenamiento de hidrógeno variando las propiedades involucradas y permitiendo definir limitantes para el modelo conceptual.

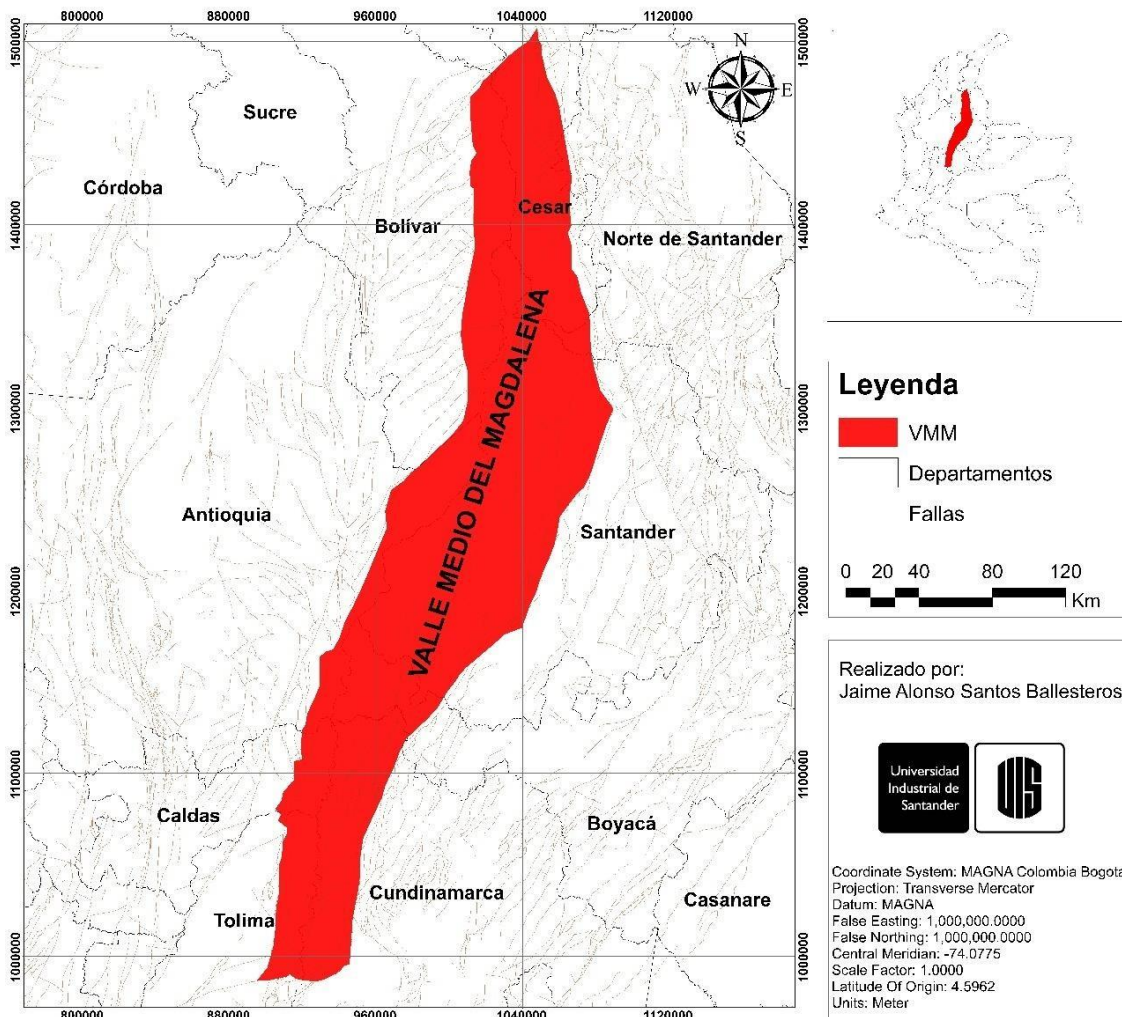
Proporcionar recomendaciones para la implementación efectiva y sostenible del almacenamiento geológico de hidrógeno en el Valle Medio del Magdalena, considerando los resultados de la investigación y las mejores prácticas internacionales.

2. Marco geológico

2.1. Localización

El Valle Medio del Magdalena corresponde a una de las subdivisiones de la cuenca sedimentaria del Valle del Magdalena. Está en específico se encuentra situada geográficamente a lo largo de la sección central del valle trazado por el Rio Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de los Andes colombianos, abarcando un área de 32.000 Km y siendo parte de los departamentos de Antioquia, Boyacá, Bolívar, Caldas, Cesar, Cundinamarca, Norte de Santander, Santander y Tolima. (ANH, 2012). Como se observa en la **Figura 1**.

Estructuralmente el VMM se encuentra limitado hacia el norte con el sistema de fallas Espíritu Santo, hacia el Noreste con el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta, al Sureste por el sistema de fallas Bituima y la Salina, hacia el Sur por el cinturón plegado de Girardot, al Oeste con la Serranía de San Lucas, específicamente con los sedimentos pertenecientes al Neógeno y el basamento de la Cordillera Central. (Lozano et al, 2014).

Figura 1.*Mapa de localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.***Mapa de Localización del Valle Medio del Magdalena****2.2. Evolución Geológica**

La cuenca del Valle Medio del Magdalena ha experimentado una transformación partiendo desde una fase intra-arco producto del levantamiento de la Cordillera Central, pasando luego a una etapa de cuenca ante-arco tras la culminación de dicho levantamiento,

hasta finalmente convertirse en una cuenca intra-montana con el levantamiento de la Cordillera Oriental. Tras lo anterior, los procesos tectónicos también han influido en esta cuenca, dando origen a los sistemas de fallas de La salina, Guaicaramo y Soapaga. En la **Figura 2** se puede observar mencionada anteriormente.

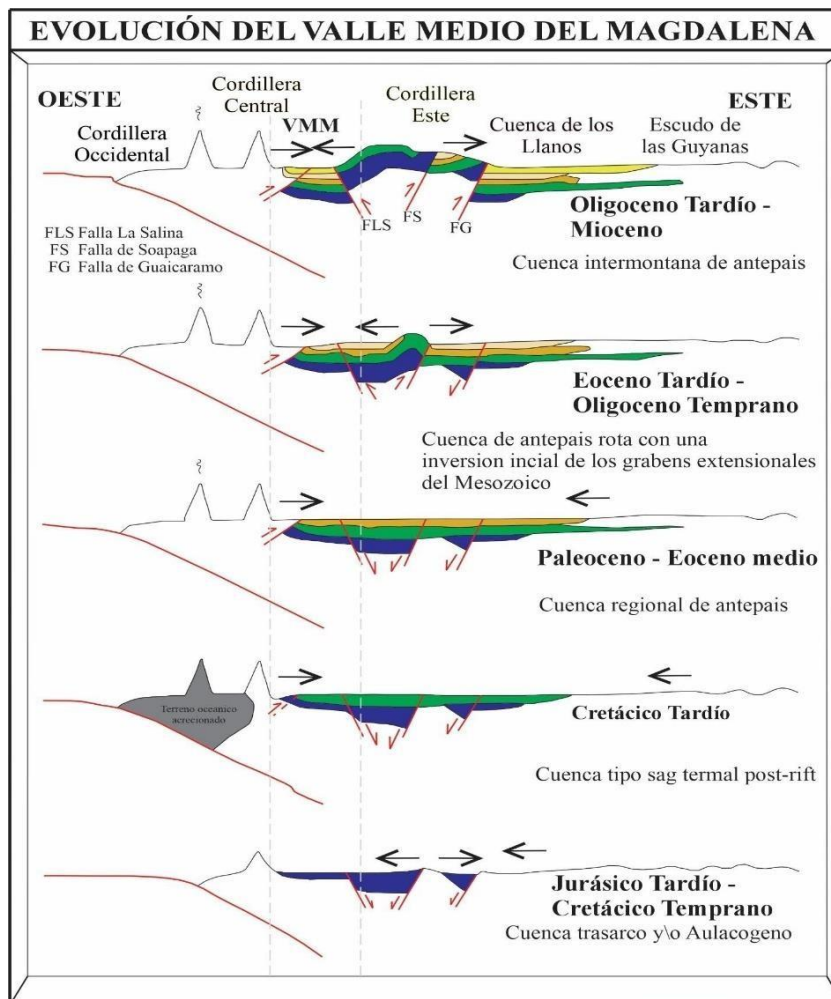
Retrocediendo al Mesozoico, la apertura iniciada en este tiempo se distingue por esfuerzos de rumbo con componente extensional perpendicular. Estos esfuerzos causan deformación en la litosfera y un adelgazamiento en la corteza terrestre, marcando el inicio de la apertura al este de la cordillera Central. Este suceso coincide con el comienzo del desarrollo de las Fallas La Salina, Soapaga y Guaicaramo, así como con el levantamiento de la cordillera Central que da origen a la cuenca intra-arco.

En la segunda mitad del Mesozoico, comienza la deposición de la secuencia sedimentaria, cuyo espesor se reduce de forma gradual a medida que los esfuerzos extensionales continúan actuando. Además, se forman pequeñas cuencas intra-arco que, al final de esta era y debido a un enfriamiento térmico, se fusionan en una sola cuenca regional que abarca las cuencas de VMM, Cordillera Oriental y Llanos Orientales. Hacia finales de la segunda mitad del Mesozoico, comienza el levantamiento de la parte occidental de la cordillera oriental, lo que ocasiona cambios en la secuencia sedimentaria, así como variaciones en la dirección en las componentes de las fallas. Durante el Cretácico tardío, se produjo una colisión entre la corteza oceánica y la corteza continental, específicamente en la región occidental de Colombia. Este evento generó esfuerzos compresionales que contribuyeron al levantamiento de la Cordillera Central y al surgimiento de la mega cuenca ante-arco. Estos esfuerzos migraron desde la Cordillera

Central hacia la cuenca actual del Valle Medio del Magdalena, causando la inversión de las fallas normales que se habían formado durante la fase de apertura. Este proceso dividió la megacuenca ante-arco en las cuencas de los Llanos y la Cordillera Oriental. Finalmente, durante el Cenozoico, se consolidó la cuenca intramontana del Valle Medio del Magdalena. (Lozano et al, 2014).

Figura 2.

Esquema de la evolución del Valle Medio del Magdalena.



Nota: Los colores corresponden a la temporalidad de las formaciones. Tomado y modificado de Lozano et al, (2014).

2.3. Estratigrafía

La secuencia estratigráfica en esta cuenca comienza con un basamento ígneo-metamórfico en su nivel más profundo, que se va llenando gradualmente con sedimentos hasta alcanzar los más recientes, pertenecientes al Plioceno-Holoceno.

Se han identificado tres secuencias principales sedimentadas sobre rocas ígneas y metamórficas que datan de antes del Cretácico. La primera secuencia se formó durante un periodo de rift intracratónico en el Triásico y el comienzo del Jurásico, con sedimentos depositados en ambientes continentales y Marginales. La segunda secuencia se desarrolló durante el Jurásico- Cretácico, con sedimentos depositados en ambientes fluviales y costeros, durante una fase de extensión asociada con un rift de retro-arco. La tercera secuencia, conocida como Cretácico- Paleoceno, se sedimentó en condiciones marinas durante un proceso tectónico de subsidencia tectónica. (ANH e INGRAIN, 2012). En la **Figura 3** se observan las formaciones geológicas presentes en el VMM, las cuales son de base a techo:

2.3.1. Formación Girón

Está constituida por arenisca limosa y limolita masiva compacta en su base, alternando con areniscas limosa hacia el centro, y hacia el techo por arenisca limosa con limolitas de estructura masiva compacta, con una alta porosidad. (Jaramillo et al, 2020).

2.3.2. Formación Los Santos

Se identifican secuencias de facies que van desde areniscas de grano mediano a fino, ligeramente feldespáticas, en capas tabulares o lenticulares con estratificación

interna inclinada planar, horizontal o en artesa, intercaladas con lodolitas arenosas a arenitas lodosas finogranulares. (Clavijo & Laverde, 1985).

2.3.3. Formación Cumbre

Las limolitas presentan variaciones hacia areniscas lodosas, lodolitas y delgados estratos de caliche en cuerpos de geometría ligeramente ondulada. Se encuentran asociadas con bivalvos, gasterópodos de espira alta, dientes de raya y coprolitos. Estas características sugieren la posible incursión de aguas salobres en áreas encharcadas donde fluyen canales interdistributarios. (Clavijo & Laverde, 1985).

2.3.4. Formación Rosablanca

Se trata de un potente cuerpo de calizas, es decir una unidad fosilífera muy cementada con intercalaciones menores de margas y shales calcáreos (Puentes et al, 2015), sin embargo, en estudio más recientes se subdividió esta formación en cinco miembros (Zapatoca, El Sapo, Zo, Carrizal y Lagunetas) debido a las variaciones faciales que existen tanto en sentido horizontal como en sentido vertical, expresando diferencias texturales y paleontológicas. (Etayo et al, 2020).

2.3.5. Formación Paja

Mudstone calcáreos y mudstone arcillosos, con materia orgánica y bindstone con arcillas y materia orgánica, intercalado sucesivamente con calizas mudstone recristalizadas, correspondiendo a microbialitas con materia orgánica. (Etayo et al, 2020).

2.3.6. Formación Simiti

Consiste en un conjunto de shales carbonosos grises a negros, laminados y

blandos, localmente calcáreos con concreciones comúnmente fosilíferas impregnadas de aceite. (Puentes et al, 2015).

2.3.7. Formación El Salto

También conocida como Formación Calizas del Salto según Morales et al. (1958) se trata de una secuencia de bioesparitas muy cementadas de conchas de bivalvos y amonites en capas gruesas con intercalaciones menores de biomicritas lodosas. (Puentes et al, 2015).

2.3.8. Formación Tablazo

A lo largo de toda la unidad se repite una alternancia que va desde calizas mudstone con aspecto macizo en algunas zonas por recristalización y mudstone calcáreos con presencia de materia orgánica de espesores que van de muy delgados a muy gruesos. (Etayo et al, 2020).

2.3.9. Formación La Luna

Esta formación se encuentra constituida por 4 miembros (Salada, Pujamana, Galembo y La Renta) los cuales van desde shales calcáreos, duros, negros laminados en capas delgadas avanzando a un intervalo de shales grises a negros, calcáreos, pasando a shales calcáreos duros, negros con concreciones discoidales e intercalaciones de calizas arcillosas, y finalizando con intercalaciones de capas fosfáticas y chert. (Etayo et al, 2020).

2.3.10. Formación Umir

Se define como un conjunto de shales grises a negros, carbonosos, micáceos con

concreciones ferruginosas e intercalaciones cada vez más abundantes hacia el techo de areniscas líticas, limolitas grises y presencia de mantos explotables de carbón. (Puente et al, 2015).

2.3.11. Formación Lizama:

Consiste en lodolitas varicoloreadas rojas, cafés, moteado gris a gris claro, e intercalaciones de arenitas grises a grises verdosas, localmente con estratificación cruzada y de grano más grueso hacia el tope. También presenta mantos de Carbón poco desarrollados. (Puentes et al, 2015).

2.3.12. Formación La Paz

Se encuentra constituida por capas gruesas de conglomerados de guijos gruesos a cantos finos y a areniscas gruesas a finas. Siendo los clastos de estas compuesto por chert biogénico y biomicritas principalmente, en menor proporción encontramos cuarzo y otros tipos de líticos de diversas afinidades. (Puentes et al, 2015).

2.3.13. Formación Esmeraldas

Está compuesta por intercalaciones de capas de arenita gris a gris verdoso de grano fino a medio con altos contenidos de líticos, micas y gruesos paquete de arcillolitas de diversos colores oscuros por el contenido de materia orgánica presente. (Puente et al, 2015).

2.3.14. Formación Mugrosa

Unidad de lodolitas varicoloreadas donde predominan los tonos rojizos y amarillos sobre los grises. En estas se intercalan en una muy menor proporción capas de

arenisca de grano muy grueso a conglomerados, granos decrecientes y con moderada continuidad lateral, parcialmente fosilífera. (Puente et al, 2015).

2.3.15. Formación Colorado

Consta de areniscas conglomeráticas y conglomerados intercalados con lodolitas de varios tonos. Corresponde a una sucesión estrato creciente. (Puente et al, 2015).

2.3.16. Formación Real

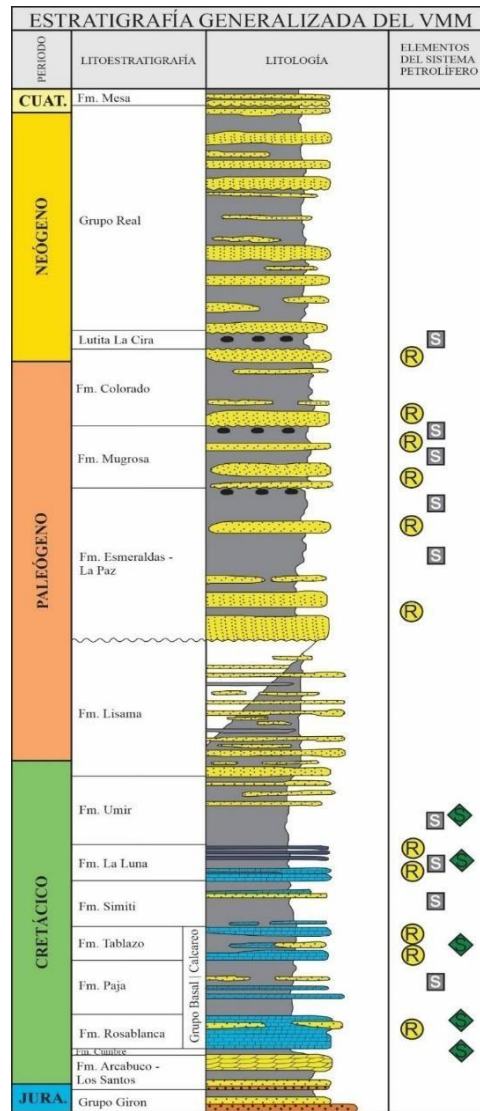
También conocida como grupo Real, está formada hacia la base por conglomerados de guijos de chert negro, cuarzo y arenisca, seguido por areniscas guijosas con estratificación cruzada e intercalaciones de lodolitas de varios tonos. Se pueden encontrar algunos troncos silificados o carbonizados y hacia el techo encontramos nuevamente las lodolitas de varios tonos con intercalaciones de areniscas en abundancia de hornblenda y augita. (Puentes et al, 2015).

2.3.17. Formación Mesa

También apodado Grupo Mesa corresponde a acumulaciones volcano-sedimentarias de Areniscas tobáceas, tobas andesíticas, aglomerados e intercalaciones de arcillas, limos, conglomerados y principalmente depósitos piroclásticos. (Puentes et al, 2015).

Figura 3.

Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del



Nota: Tomado y modificado de ANH, (2012).

3. Marco teórico

3.1. Almacenamiento de Hidrogeno subterráneo (UHS)

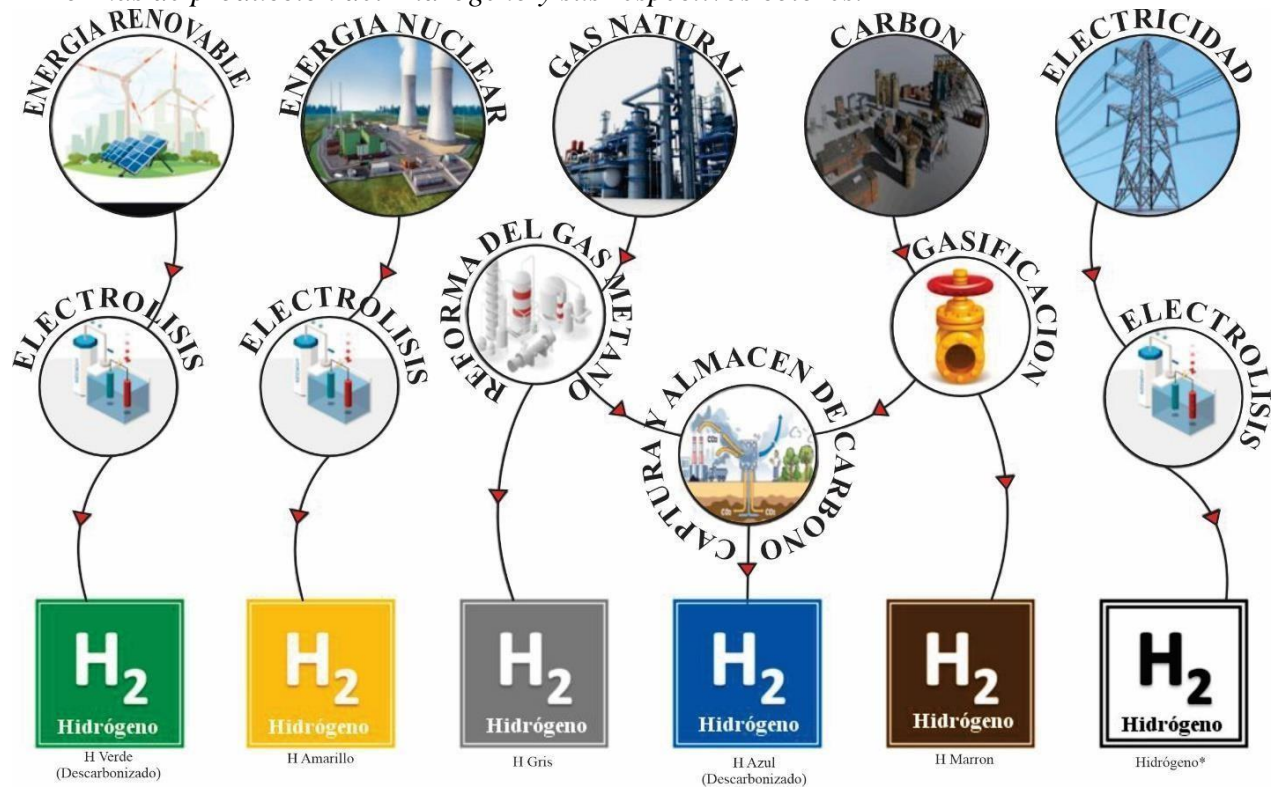
3.1.1. Tipos de hidrogeno

El Hidrogeno, al ser catalogado como un elemento químico portador de energía,

tiene una clasificación basada en “colores” lo cual depende de su origen y el proceso utilizado para su producción, haciendo énfasis respecto a su impacto ambiental y energético. La **Figura 4** muestra los diferentes tipos de Hidrogeno teniendo en cuenta su origen y el método de procesamiento. Estos son:

Figura 4.

Formas de producción del Hidrogeno y sus respectivos colores.



Nota: Tomado y modificado de Tackie-Otoo (2024).

3.1.1.1. Hidrogeno Verde. El hidrogeno verde es producido mediante la electrolisis del agua utilizando energías renovables como la solar o la eólica para generar la electricidad involucrada en este proceso. Este procedimiento no produce

ningún tipo de emisión de dióxido de carbono, lo que lo convierte en la forma más limpia y amigable con el medio ambiente. Sin embargo, un contra de este podría ser el alto costo de producción y la limitada disponibilidad de electricidad renovable. (Arcos, 2023).

3.1.1.2. Hidrogeno Amarillo. Si bien el hidrogeno amarillo también es producido mediante electrolisis, la diferencia parte de la generación de la electricidad necesaria para este proceso, siendo esta de origen nuclear. Este proceso no genera ningún tipo de emisión de dióxido de carbono durante la producción de hidrogeno, más sin embargo la energía nuclear si presenta retos como la gestión de residuos radioactivos. (Arcos, 2023).

3.1.1.3. Hidrogeno Gris. Se trata del hidrogeno de producción más común. Este se obtiene a partir de la reforma de gas natural o gas metano, siendo este proceso un productor considerable de dióxido de carbono emitido directamente a la atmosfera, siendo este uno de los menos eficiente desde el punto de vista ambiental. (Arcos, 2023).

3.1.1.4. Hidrogeno Azul. El hidrogeno azul tiene un origen similar al hidrogeno gris, pero con la adición de implementar la captura y almacenamiento de carbono (CCS), lo cual permite reducir estas considerables emisiones de dióxido de carbono hasta en un 90%, sin embargo, la implementación del CCS representa unos desafíos técnicos y económicos. (Arcos, 2023).

3.1.1.5. Hidrogeno Marrón/Negro. El Hidrogeno Marrón o Negro en diferentes casos es producido mediante la gasificación del carbón, lo que genera unas enormes emisiones de dióxido de carbono, por ende, solo es común en comunidades que son

dependientes del carbón como recurso energético. (Arcos, 2023).

3.1.1.6. Hidrogeno Blanco. Este tipo es referente al hidrogeno que se encuentra en estado natural en la Tierra. Siendo este una cantidad limitada no permite que sea reconocido como una fuente viable para la producción, sumado a su dificultad para la extracción. (Arcos, 2023)

3.1.1.7. Hidrogeno Turquesa. Existe una tecnología que se encuentra en sus primeras etapas de desarrollo y se trata del Hidrogeno Turquesa, puesto que este se produce a través de la pirolisis del metano, lo que genera carbono solido en lugar del dióxido de carbono, permitiendo generar una menor huella de carbono sumado la gestión adecuada del carbono sólido. (Arcos, 2023).

3.1.2. Tipos de almacenamiento geológico

Los almacenamientos geológicos han sido un éxito al tratarse de otros gases como lo es el gas natural, esto debido a la posibilidad de asegurar un gran volumen de almacenamiento y por ende una gran densidad energética, existen diferentes tipos de almacenamientos geológicos que hacen que varíen tanto sus propiedades como los desafíos para un exitoso almacenaje. (Moyano, 2018).

3.1.2.1. Yacimientos Depletados. Refiriéndose a los yacimientos agotados de gas y petróleo, llevan un tiempo considerable siendo usando como almacenes de gas natural. La ventaja más grande de este tipo de almacenamiento es el hecho de que sus estructuras ya son bien conocidas e implementadas debido a su previo uso. Además de que estos campos normalmente no están del todo agotados y por ende el gas restante puede ser utilizado como gas cushion (Gas colchón). Teniendo en cuenta lo

anterior, la conversión de yacimiento a almacenamiento es posible mediante una cantidad limitada de exploración e inversión económica. (Moyano, 2018).

3.1.2.2. Cavernas Salinas. Corresponden a cavidades que han sido creadas de manera artificial en depósitos salinos. Estas son eficientes para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gases de alta presión. Las propiedades de las sales de gema aseguran una estabilidad química a largo plazo y en comparación a otros métodos sus costes de preparación son bajos debido a que la creación y transformación del depósito es realizado desde la superficie a través de un solo agujero y utilizando tubería y maquinaria especializada. Este método ha sido puesto en marcha exitosamente en lugares como Reino Unido y Estados Unidos. (Moyano, 2018).

3.1.2.3. Acuíferos. Estos han tenido un uso a lo largo del tiempo para el almacenamiento de gas, esto debido a que se tratan de formaciones rocosas poco porosas y permeables, las cuales contienen agua dulce o salmuera, y este acuífero debe estar cubierto por una roca impermeable para mantener todo lo anterior in situ. Si bien usualmente pueden almacenar grandes volúmenes de gas, que a la hora de operar son inflexibles. Reflejando esto al almacenamiento de hidrogeno hay que tener en cuenta las posibles reacciones biológicas y químicas generadas. (Moyano, 2018).

3.1.2.4. Minas Abandonadas. Las cavernas que son producto de la extracción de minerales proporcionan volúmenes medianos a grandes asociados a profundidades relativamente someras (100m-1000m). Es decir, cuentan con una profundidad adecuada para la presión necesaria en el almacenamiento de hidrogeno. Este tipo de almacenamiento presenta una serie de desventajas las cuales van desde la baja homogeneidad de la zona debido a la geología presente y a las técnicas de explotación

utilizadas para la excavación, hasta los altos riesgos respecto a seguridad asociados a la estabilidad de la misma mina puesto que esto solo puede ser probado al finalizar el trabajo. Sin embargo, presenta una ventaja al utilizar la mina y su infraestructura preexistente la cual se ve reflejada en bajos costes. (Moyano, 2018).

3.1.3. Factores críticos.

Los factores críticos pueden ser resumidos en 3 aspectos importantes los cuales son litológicos, químicos y biológicos. Estos se encuentran entrelazados entre sí y son fundamentales para garantizar la seguridad, la eficiencia y la sostenibilidad del hidrogeno durante el almacenamiento subterráneo.

3.1.3.1. Aspectos Litológicos

3.1.3.1.1. Permeabilidad. La permeabilidad de la roca almacén afecta la eficiencia con la que el hidrogeno puede desplazarse a través de la formación. Una permeabilidad moderada es el escenario más favorable para una inyección y recuperación apropiada. Sin embargo, si es demasiado alta puede dar como resultado la fuga del gas hacia sitios no deseados. (Kumar et al, 2023).

3.1.3.1.2. Porosidad. Se refiere a la fracción del volumen de la roca que está compuesta por espacios vacíos, siendo estos donde puede ser almacenado el hidrogeno. Rocas con alta porosidad como las areniscas y algunas calizas son ideales para el hidrogeno debido a que pueden contener una mayor cantidad de gas. También es importante la conectividad que existe entre estos poros, pues de ser no apropiada, resultara en una baja permeabilidad y por ende un almacenamiento ineficiente. (Kumar et al, 2023).

3.1.3.1.3. *Minerales de la roca almacén.* La presencia de ciertos minerales como lo son las arcillas puede afectar la capacidad de la formación para almacenar apropiadamente el hidrogeno debido a su gran capacidad de adsorción de gas, esto resultando en una reducción del gas disponible para ser recuperado. Además, otro escenario posible es que los minerales arcillosos pueden expandirse y contraerse en respuesta a cambios de presión y saturación de gas, lo que puede afectar directamente la integridad del reservorio. (Kumar et al, 2023).

3.1.3.1.4. *Roca Sello.* La roca sello, compuesta usualmente de lutitas, evaporitas o calizas poco permeables son fundamentales para prevenir cualquier tipo de migración o fuga del hidrogeno. La calidad de este sello dependerá de su grosor, continuidad y composición mineral, sumado a esto una baja permeabilidad y alta ductilidad son vitales para soportar los cambios de presión sin fracturarse. (Kumar et al, 2023).

3.1.3.1.5. *Fracturas preexistentes.* Las fracturas presentes en la roca almacén pueden funcionar como vías de fugas, especialmente si estas están conectadas con la superficie o con otras formaciones permeables. Sin embargo, si una fractura se encuentra sellada con minerales como la calcita puede actuar como un sello para el hidrogeno. (Kumar et al, 2023).

3.1.3.1.6. *Fallas geológicas.* Las fallas son zonas de debilidad que pueden comprometer la integridad del almacenamiento. Las fallas selladas con materiales de baja permeabilidad como arcillas pueden actuar a modo de barrera, mientras que las fallas abiertas van a ser vías de escape para el gas. (Kumar et al, 2023).

3.1.3.1.7. Efectos de los ciclos de presión. Los ciclos de inyección y producción de hidrogeno al ser de manera repetida pueden inducir cambios mecánicos y químicos en las formaciones. Estos cambios pueden incluir la compactación de la formación debido a la reducción de la presión de poro, la reactivación de fracturas existente o la disolución de ciertos minerales bajo condiciones específicas de presión y temperatura. (Kumaret al, 2023).

3.1.3.2. Aspectos Químicos

3.1.3.2.1. Óxidos de hierro. El hidrogeno posee la capacidad de reducir los óxidos (Hematita a Magnetita), permitiendo por consiguiente afectar las propiedades geoquímicas y geomecánicas del reservorio. A su vez estas reacciones redox pueden generar hidrogeno libre adicional, lo cual resultaría en una pérdida de eficiencia en el campo. (Bo et al, 2021).

3.1.3.2.2. Sulfatos. Si generara un escenario en el cual este presente agua y minerales sulfatos, el hidrogeno puede ser consumido por bacterias sulfato-reductoras las cuales terminarían por generar sulfuro de hidrogeno, un gas altamente toxico y corrosivo, generando daños que van desde la contaminación del hidrogeno presente en el almacén, hasta las instalaciones utilizadas para el transporte de este. (Bo et al, 2021).

3.1.3.2.3. Solubilidad y difusión. El hidrogeno tiene una gran capacidad de difusión y solubilidad en el agua, especialmente en condiciones de alta presión. Esto puede resultar en una pérdida de hidrogeno en el almacenamiento debido a fases acuosas presentes. Si a esto le agregamos minerales arcillosos, esto puede aumentar la retención del hidrogeno por difusión lenta en microporosidades, afectando la disponibilidad de este en el almacenamiento. (Bo et al, 2021).

3.1.3.2.4. Corrosión inducida por hidrogeno. La presencia de hidrogeno en contacto con agua y/o ciertos minerales pueden causar la formación de hidrones y facilitar las reacciones electroquímicas que causan la corrosión del acero, esto viéndose reflejado en la integridad de los pozos y tuberías, aumentando el riesgo de fugas y/o colapsos. (Bo et al, 2021).

3.1.3.2.5. Reacciones catalíticas. Algunos minerales o tipos de rocas presentes en las formaciones pueden actuar como catalizadores para reacciones químicas desfavorables como la formación de metano a partir del hidrogeno almacenado y carbono disponible. Minerales como la pirita puede facilitar este tipo de metanogénesis, reduciendo la cantidad de hidrogeno recuperable. (Bo et al, 2021).

3.1.3.2.6. Impacto de la temperatura y la presión. La estabilidad y reactividad del hidrogeno también se encuentra condicionada por la temperatura y presión de este. A altas presiones y temperaturas, la movilidad del hidrogeno aumenta, lo que puede dar paso a fugas o migraciones debido a una mayor difusión a través de la matriz rocosa. Así como también favorece las condiciones para la aceleración de reacciones químicas no deseadas entre el hidrogeno y el medio. (Bo et al, 2021).

3.1.3.3. Aspectos Biológicos

3.1.3.3.1. Bacterias sulfato-reductoras (BSR). Se trata de bacterias presenten en las formaciones como aceptores de electrones, logrando oxidar el hidrogeno y produciendo ácido sulfhídrico, siendo este toxico y corrosivo, contaminando todo aquello que este a su alcance. (Dopffel et al, 2021).

3.1.3.3.2. *Metanógenos.* Se trata de un grupo de microorganismos, más específicamente las arqueas metanogénicas las cuales puede tomar el hidrogeno y el dióxido de carbono para producir metano a través de la metanogénesis. Al tratarse de yacimientos depletados esto puede favorecer estos procesos y por ende dificultar el almacenamiento y la recuperación del Hidrogeno. (Dopffel et al, 2021).

3.1.3.3.3. *Biocorrosion.* La actividad microbiana puede inducir la corrosión en las estructuras involucradas para el transporte y almacenamiento del hidrogeno, lo cual conllevaría fallas significativas como fugas y accidentes. (Dopffel et al, 2021).

3.1.3.3.4. *Biominerización.* Algunos microorganismos presentes en las formaciones pueden precipitar minerales los cuales, pueden afectar litológicamente la formación geológica, como es el caso de ciertas bacterias las cuales inducen la precipitación de carbonatos, los cuales pueden obstruir los poros de las rocas y por ende generar problemas con respecto a la porosidad y la permeabilidad, o incluso alterando geomecánicamente el reservorio. (Dopffel et al, 2021).

3.2. Python para almacenamiento de H₂

3.2.1. *Bibliotecas utilizadas*

3.2.1.1. Math (v. 3.12). Proporciona funciones matemáticas adicionales.

3.2.1.2. Matplotlib.pyplot (v. 3.6.3). Biblioteca para visualización de datos.

Gráficos 3D (projection='3d').

Mapas de calor (imshow).

Gráficos de barras (bar).

3.2.1.3. Numpy (v. 1.24). Biblioteca para realizar cálculos matemáticos y manipulación de matrices de manera eficiente.

3.2.1.3.1. *np.arange*: Generar secuencias de valores numéricos.

3.2.1.3.2. *np.meshgrid*: Crear una grilla de coordenadas 3D.

3.2.1.3.3. *np.zeros*: Crear un arreglo lleno de ceros.

3.2.1.3.4. *np.random.uniform*: Generar números aleatorios uniformemente distribuidos.

3.2.1.4. Seaborn (v. 0.11.2). Biblioteca que simplifica la creación de gráficos estadísticos atractivos y fáciles de entender.

3.2.1.4.1. *sns.histplot()* : Histogramas.

3.2.2. Método de Montecarlo

El método de Montecarlo es una herramienta matemática y computacional que se basa en realizar muestreos aleatorios repetidos para aproximar los resultados de procesos complejos, cuya predicción es complicada debido a la influencia de variables aleatorias. Esta técnica se utiliza para analizar la probabilidad de diversos resultados en sistemas de alta complejidad. (Diaz et al, 2010).

A diferencia de los modelos de predicción tradicionales que trabajan con valores de entrada fijos, la simulación de Montecarlo genera un conjunto de posibles resultados utilizando un rango estimado de valores. Para ello, se construye un modelo que emplea una distribución de probabilidad, como la uniforme o la normal, aplicada a las variables

con incertidumbre. Los resultados se recalculan varias veces, cada vez utilizando un conjunto diferente de números aleatorios dentro del rango definido. Este proceso puede repetirse miles de veces para obtener una amplia variedad de resultados posibles. (Díaz et al, 2010).

3.2.3. *Software - Hardware*

Anaconda es una distribución de software libre ampliamente utilizada para la ciencia de datos y la programación en Python y R. Ofrece un entorno integral que incluye herramientas esenciales para el análisis de datos, como Spyder, un editor y entorno de desarrollo interactivo (IDE) diseñado para trabajar de manera eficiente con Python. En la versión, Python 3.12, integrada en Anaconda, se garantiza compatibilidad con las bibliotecas y características más recientes, facilitando el desarrollo del proyecto científico y de ser necesario de programación avanzada.

Para desarrollar este entorno se utilizó un MSI GE76 Raider con procesador Intel Core i7- 12700H de 12^a generación, 16 GB de RAM DDR5, un almacenamiento SSD NVMe de 1 TB, y una tarjeta gráfica NVIDIA GeForce RTX 3060 con 6 GB GDDR6. Este equipo cuenta con una pantalla Full HD de 17.3 pulgadas (144 Hz) y conectividad avanzada como Wi-Fi 6E y Thunderbolt 4, lo que lo hace ideal para simulaciones y análisis de alto rendimiento.

3.3. Revisión

El almacenamiento geológico de hidrógeno (UHS) es una tecnología emergente que promete ser un componente crucial en la transición hacia una economía de energía limpia y sostenible. En el contexto de Colombia, el desarrollo de UHS es especialmente

relevante debido a la necesidad de gestionar la intermitencia de las energías renovables y aprovechar las capacidades geológicas del país.

3.3.1. Contexto Internacional y Relevancia del UHS

El UHS implica la inyección y almacenamiento de hidrógeno en formaciones geológicas subterráneas, tales como cavernas salinas, acuíferos salinos profundos, y formaciones rocosas porosas. Esta técnica ofrece una solución a gran escala para el almacenamiento de hidrógeno, superando las limitaciones de los métodos convencionales como los tanques de almacenamiento sobre la superficie (Caglayan et al., 2020). Países como Alemania, Estados Unidos y Australia han avanzado en la investigación y desarrollo de SGH, demostrando su viabilidad técnica y económica en diversos contextos geológicos (Heinemann et al., 2021).

3.3.2. Potencial Geológico de Colombia

Colombia cuenta con una geología diversa que podría ser favorable para el desarrollo de SGH. Las regiones con formaciones salinas, como el Valle Medio del Magdalena, presentan condiciones geológicas adecuadas para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno.

Estudios preliminares indican que estas formaciones pueden proporcionar la capacidad y seguridad necesarias para el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno (Puentes et al., 2015).

Además, la infraestructura existente para la industria del petróleo y gas en Colombia puede ser parcialmente aprovechada para el desarrollo de proyectos de UHS,

facilitando la integración de esta tecnología en el marco energético del país (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

3.3.3. *Iniciativas y Proyectos*

Actualmente, en Colombia, se están llevando a cabo varios estudios y proyectos piloto relacionados con el almacenamiento de hidrógeno. La Estrategia Nacional de Hidrógeno incluye el UHS como una de las áreas clave para la investigación y desarrollo, destacando su importancia para la seguridad energética y la integración de energías renovables (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Empresas como Ecopetrol están explorando el potencial del hidrógeno, tanto en su producción como en su almacenamiento, con miras a desarrollar proyectos que puedan aprovechar las formaciones geológicas del país. Estos esfuerzos incluyen colaboraciones con instituciones académicas y centros de investigación para evaluar la viabilidad técnica y económica del UHS en diversas regiones (Ecopetrol, 2022).

3.3.4. *Desafíos Técnicos y Económicos*

A pesar del potencial, el desarrollo de UHS en Colombia enfrenta varios desafíos. Entre ellos se encuentran los altos costos iniciales asociados con la caracterización geológica detallada y la infraestructura necesaria para la inyección y recuperación de hidrógeno. Además, la falta de un marco regulatorio específico para el almacenamiento geológico de hidrógeno y la necesidad de estándares de seguridad y medioambientales son barreras importantes que deben ser abordadas (IRENA, 2021).

Otro desafío significativo es la incertidumbre relacionada con el comportamiento

del hidrógeno en formaciones geológicas, incluyendo aspectos como la migración, reacción con minerales presentes y la integridad de los sellos geológicos a largo plazo. La investigación en estas áreas es esencial para garantizar la seguridad y eficiencia del UHS (Heinemann et al., 2021).

4. Metodología

El desarrollo del proyecto se plantea de manera que se desarrolla en 5 etapas, las cuales están subdivididas en actividades y estas comprenden desde la identificación del objetivo del proyecto de investigación y la recolección de datos aprovechando la literatura científica, hasta la presentación de los productos y resultados obtenidos. Esto sin dejar de lado la contextualización del tipo de almacenamiento de Hidrógeno y las diferentes características de este.

Etapa I. Planteamiento

Durante esta etapa se establecerán los objetivos del proyecto de investigación y se llevará a cabo la recopilación de la revisión bibliográfica y/o estudios previos sobre el tema de interés en sus diversos contextos: nacional e internacional.

Etapa II. Puesta en marcha

El enfoque de esta etapa es de tipo numérico puesto que la compilación de datos será la prioridad. Datos geológicos acerca de la zona de interés con el fin de ser evaluados, inventariados y finalmente cargados a los diferentes sistemas para ser utilizados más adelante.

Etapa III. Modelamiento y Simulación

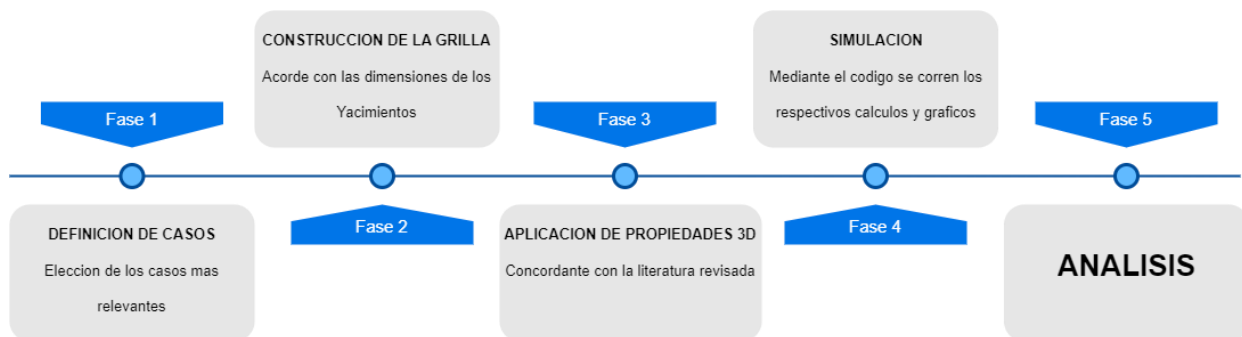
Esta etapa vendría siendo la más crucial en el proyecto puesto que es donde la información recolectada y los datos se van a cruzar, de esta manera dando lugar al modelo 3D, así como al modelo conceptual, también dando como resultado diversos mapas y volúmenes que ayuden a comprender los posibles escenarios de estudio teniendo en cuenta los análogos compilados.

Workflow

Para la simulación se preparó un esquema de trabajo correspondiente a la **Figura 5** el cual consiste en 5 fases que nos permiten demostrar y organizar de una manera óptima la realización de estas en los respectivos casos e incluso para posteriores repeticiones.

Figura 5.

Workflow de la metodología aplicada a la simulación de los modelos.



Etapa IV. Análisis, Discusión y Conclusión

Una vez los productos conozcan la luz se llegará a esta etapa en la cual estos resultados deberán ser analizados con el fin de profundizar y generar una discusión que

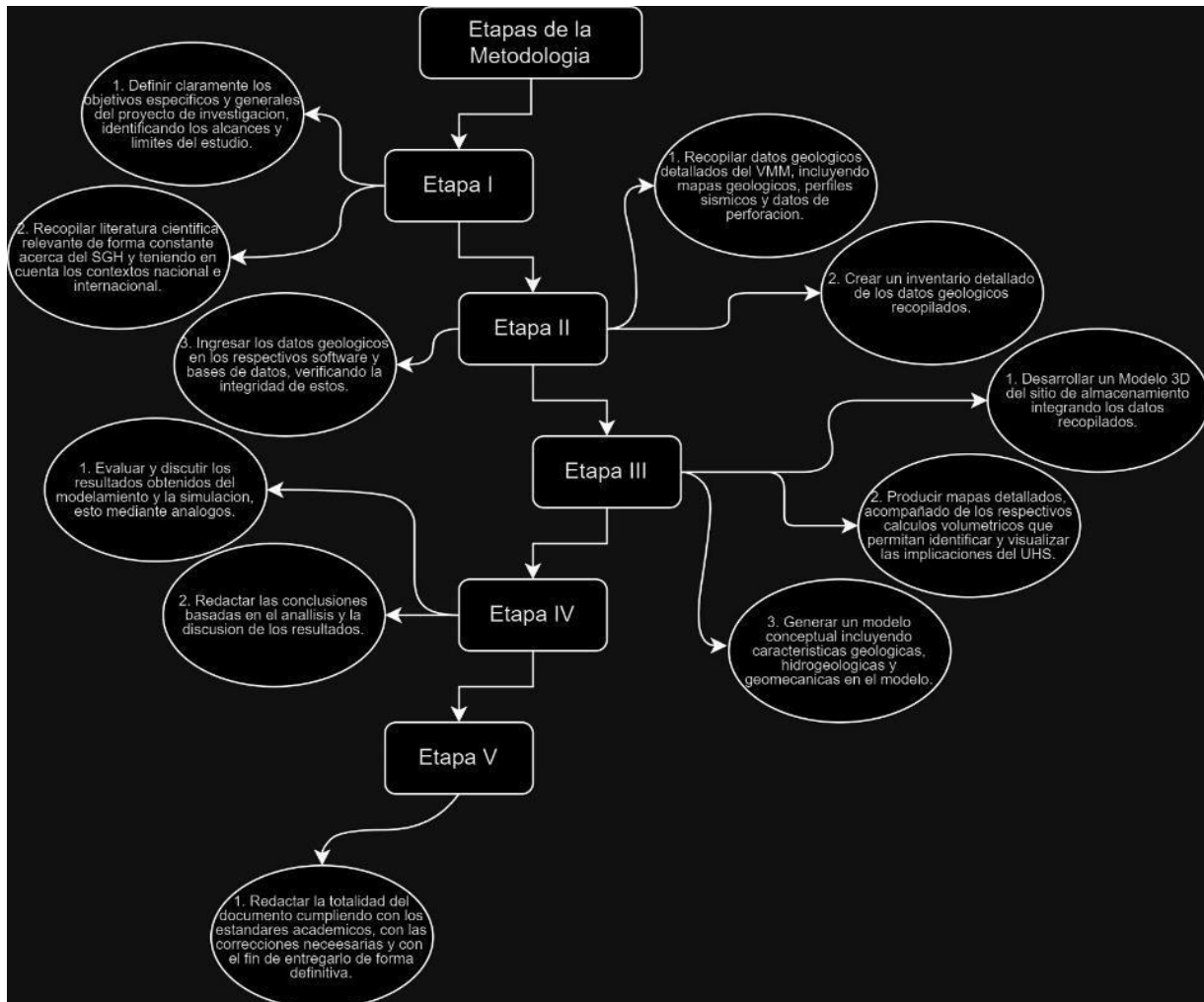
permita conocer los diferentes puntos de vista que este modelo conceptual puede generar y gracias a eso se derive en las respectivas conclusiones acerca del proyecto.

Etapa V. Finalización

Finalmente, esta etapa comprenderá la redacción del documento, su revisión por parte de los directores y calificadores, la edición y la entrega del manuscrito a la institución educativa, la presentación del proyecto de investigación y la entrega del documento final a la biblioteca.

Figura 6.

Mapa Conceptual vinculando la Metodología.



5. Análisis y resultados

Para la ejecución de este modelo conceptual se recurrió a la construcción de un código en Python que permita mediante los parámetros del yacimiento y del hidrogeno calcular el almacenamiento.

V_r = Volumen del reservorio (m³)

Φ = Porosidad efectiva del reservorio (%)

V_p = Volumen poroso (m³)

V_d = Volumen disponible para el Hidrogeno (m³)

S_r = Saturación de fluidos residuales (%)

P = Presión del reservorio (Pa)

Z = Factor de Compresibilidad del Hidrogeno

R = Constante de los Gases J/(mol*K)

T = Gradiente Geotérmico del Reservorio (K)

D_a = Densidad Ajustada del Hidrogeno (Kg/M³) M = Masa molar del H₂ (Kg/mol)

C = Capacidad de Almacenamiento de H₂ (Kg)

De modo que el código inicialmente calcula el volumen poroso a partir del volumen del reservorio y la porosidad efectiva.

Ecuación 1.

$$Vp = Vr * Phi$$

Nota: Tomada y modificada de Ahmed, T (2010).

Lo siguiente corresponde a saber con qué volumen se cuenta para el hidrogeno, y sin olvidar que al ser yacimientos depletados existe una saturación de fluidos residuales.

Ecuación 2.

$$Vd = Vp * (1 - Sr)$$

Nota: Tomada y modificada de Ahmed, T (2010).

Antes de calcular el almacenamiento, debemos ajustar la densidad del hidrogeno pues esta se ve modificada por parámetros como la temperatura, la presión y el factor de compresibilidad.

Ecuación 3.

$$Da = \frac{P * M}{Z * R * T}$$

Nota: Tomada y modificada de Ahmed, T (2010).

Con la densidad ajustada a las propiedades del yacimiento, se procede a calcular la capacidad de almacenamiento total.

Ecuación 4.

$$C = Vd * Da$$

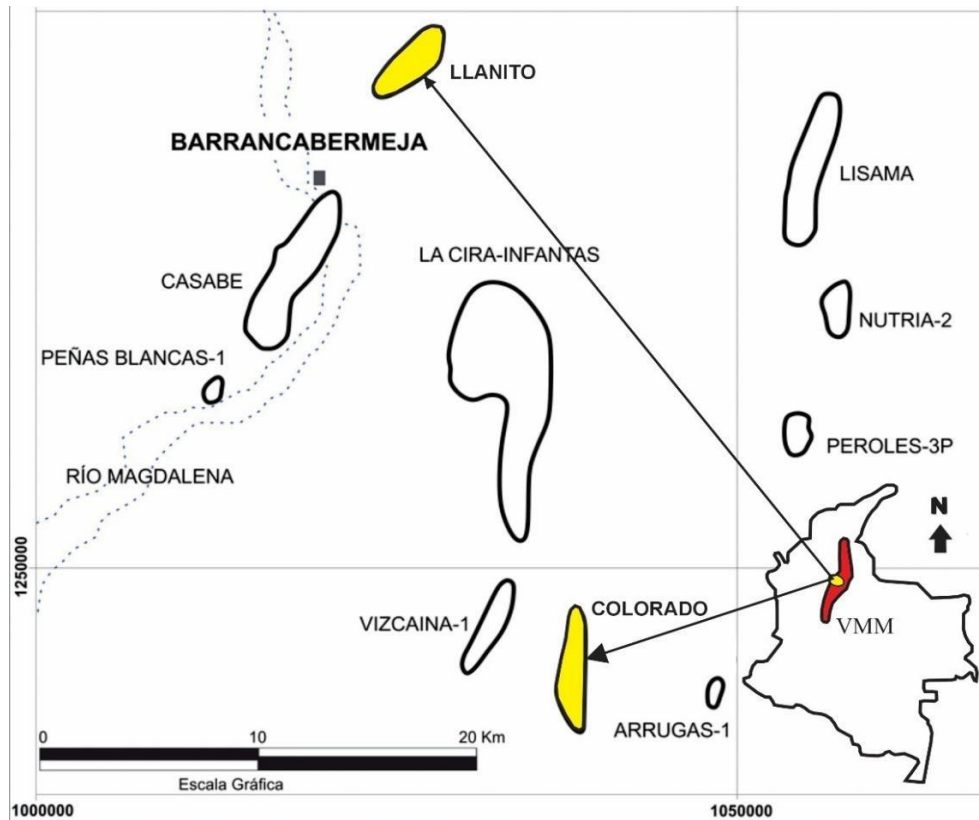
Nota: Tomada y modificada de Escobar, (2012).

5.2. Datos obtenidos

En cooperación con el geólogo Manuel Daza, el Grupo de Recobro Mejorado de la Escuela de Petróleos, Piscioti, y Zúñiga (2024) se pudieron obtener los datos pertenecientes a los campos Llanito y Colorado siendo estos fuertes exponentes del Valle Medio del Magdalena. Estos se encuentran ubicados en la **Figura 7**.

Figura 7.

Mapa representativo de la ubicación de los Campos Llanito y Colorado en el Valle Medio del Magdalena.



Nota: Tomado y modificado de Bedoya et al, (2016).

Se procedió a correr el código en sus diferentes versiones con datos presentes en la **Tabla 1** y los resultados fueron los siguientes:

Tabla 1.

Resumen de las propiedades recopiladas.

Campo	Porosidad Efectiva	Temperatura (K)	Presión (MPa)	Saturación de Fluidos	Área (m ²)	NG (m)	Volumen del Yacimiento (M ³)	Factor de Compresibilidad
Llanito	0.2	331.48	18	0.4	4'856,228	27.4	133'216,046	1.06
Colorado	0.19	335.37	13	0.4	6'948,452	32.6	226'614,034	1.05

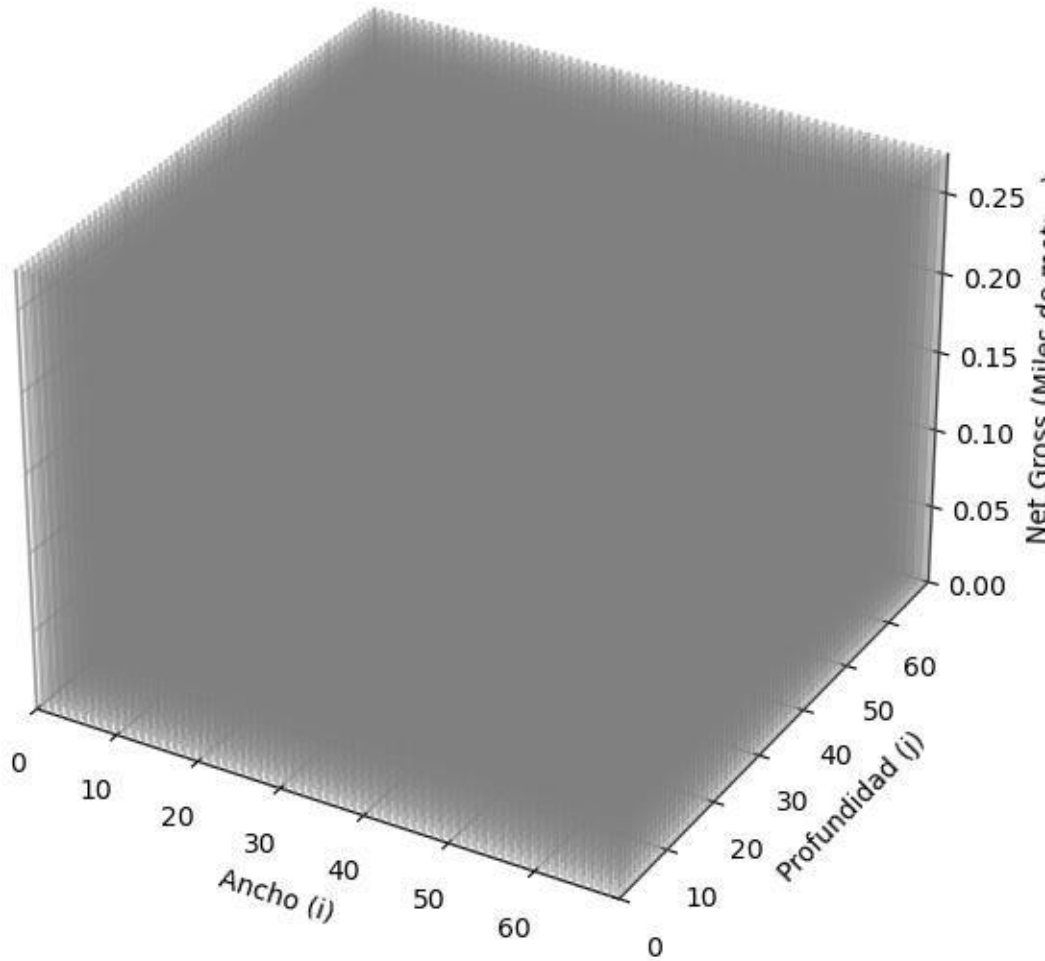
Nota: Tomado y modificado de Pesciotti y Zúñiga (2024).

5.3. Caso 1 –Ideal - Campo Llanito:

Para este Caso (1) se utilizó el código que puede ser encontrado en el **Apéndice A**

Figura 8.

Representación del Modelo 3D del Campo Llanito.



Nota: La **Figura 8** fue desarrollada con el código presente en el **Apéndice G**

Este modelo fue realizado tomando el Área y el Net Gross (el cual se usa como la Altura en estos casos) del Campo Llanito, convirtiéndolos a miles de metros para eficiencia del software y se obtiene el Volumen Total del Yacimiento, el cual es vital

para desarrollar los siguientes escenarios:

5.3.1. Escenario 1:

Para este primer escenario se planteó variar el factor de compresibilidad para observar su comportamiento en función de la capacidad de almacenamiento de hidrogeno, los resultados fueron los siguientes:

Tabla 2.

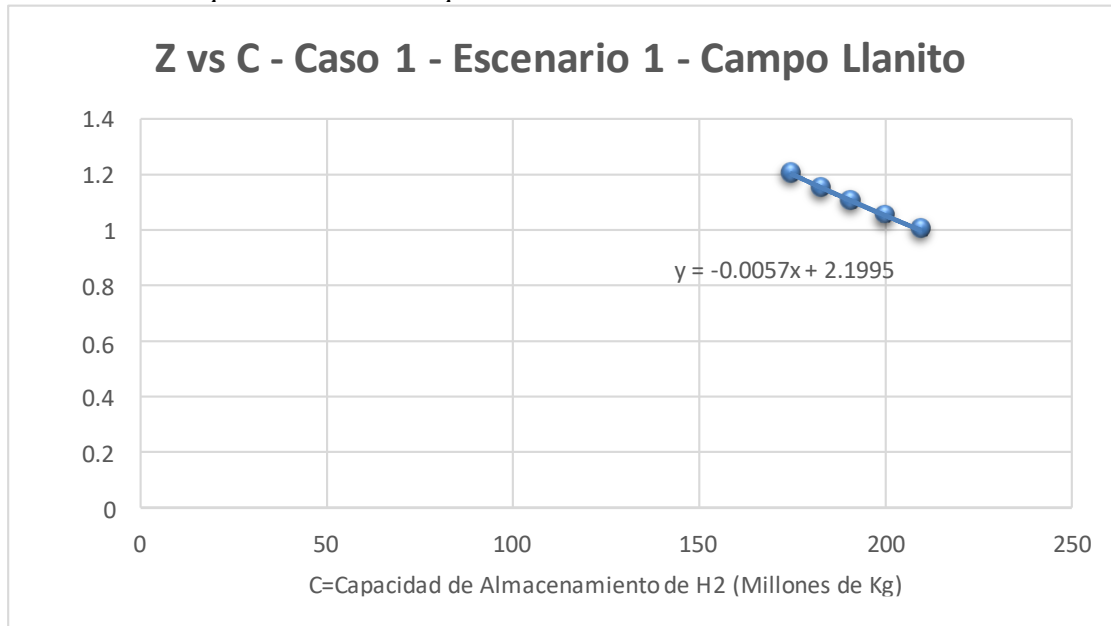
Diferentes valores de factor de compresibilidad aplicados al Campo Llanito con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2.

Factor de Compresibilidad	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)
1	210'490,969.17
1.05	200'467,589.68
1.1	191'355,426.52
1.15	183'035,625.36
1.2	175'409,140.97

Figura 9.

Grafica correspondiente al Caso 1 – Escenario 1 con los datos del Campo Llanito.

Factor de Compresibilidad vs Capacidad de Almacenamiento de H2.



Analizando los resultados en el Caso 1/Escenario 1 para el Campo Llanito es válido afirmar que el factor de compresibilidad juega un papel en contra de la capacidad de almacenamiento de H2. Esta afirmación es contrastada con la **Figura 9** puesto que la Ecuación de la recta (Y) posee una pendiente negativa, lo que indica que las variables son inversamente proporcionales entre sí.

5.3.2. Escenario 2:

Para el segundo escenario se planteó variar la saturación de fluidos para observar su comportamiento en función de la capacidad de almacenamiento de hidrogeno, los resultados fueron los siguientes:

Nota: Debido a la variabilidad que puede presentar el factor de compresibilidad, se decide manejar un valor $Z=1$ para mantener el modelo de la manera más idóneo posible.

Tabla 3.

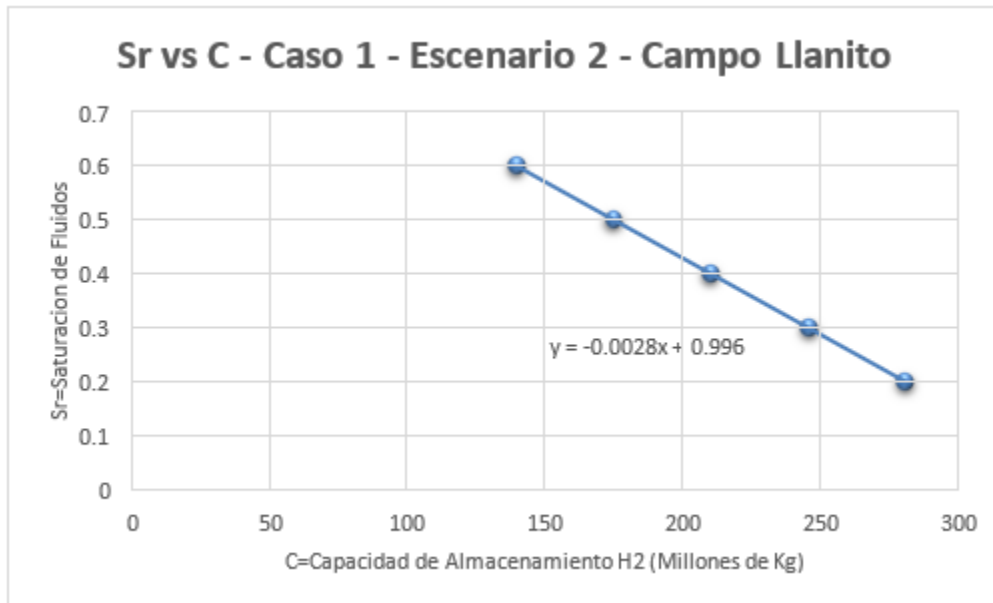
Diferentes valores de saturación de fluidos aplicados al Campo Llanito con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2.

Saturación de Fluidos	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)
0.2	280'654,625.56
0.3	245'572,797.36
0.4	210'490,969.17
0.5	175'409,140.97
0.6	140'327,312.78

Figura 10.

Grafica correspondiente al Caso 1 – Escenario 2 con los datos del Campo Llanito.

Saturación de Fluidos vs Capacidad de Almacenamiento de H2.



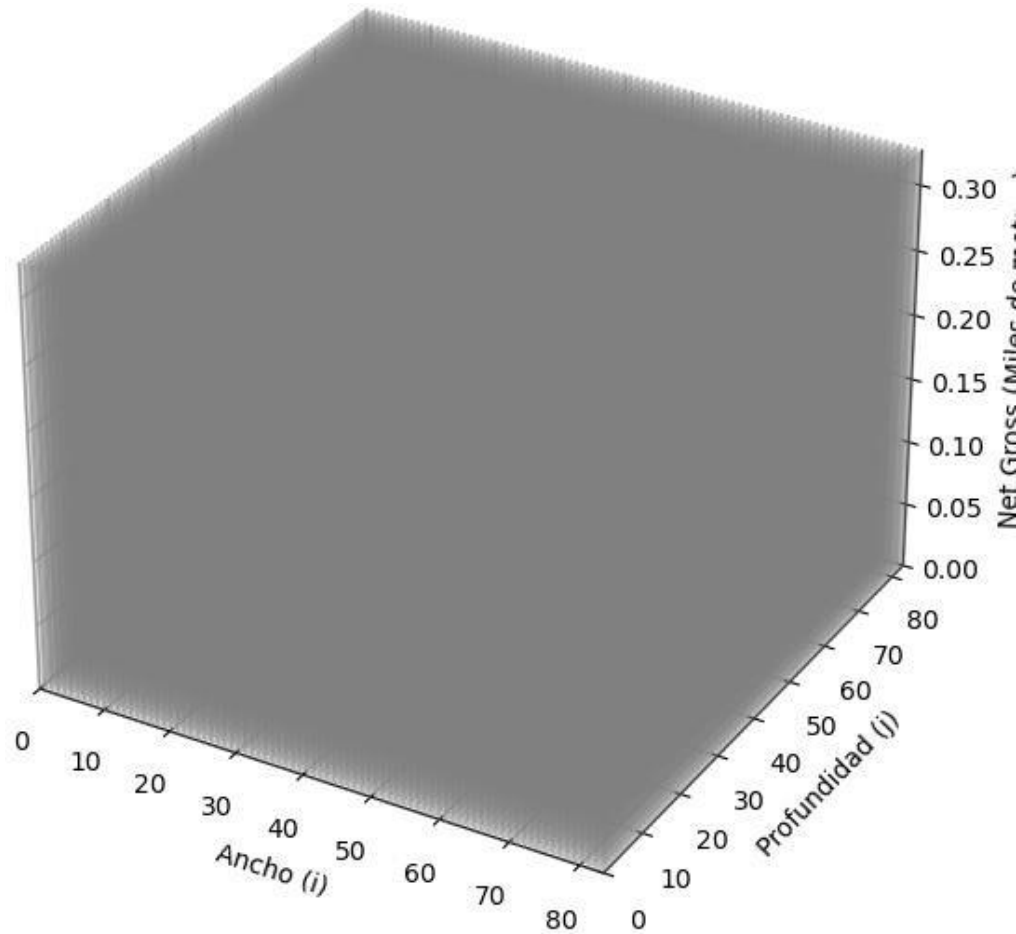
Analizando los resultados en el Caso 1/Escenario 2 para el Campo Llanito es válido afirmar que la saturación de fluidos juega un papel en contra de la capacidad de almacenamiento de H_2 . Esta afirmación es contrastada con la **Figura 10** puesto que la Ecuación de la recta (Y) posee una pendiente negativa, lo que indica que las variables son inversamente proporcionales entre sí.

5.4. Caso 2 –Ideal - Campo Colorado

Para este Caso (2) se utilizó el código que puede ser encontrado en el **Apéndice B**

Figura 11.

Representación del Modelo 3D del Campo Colorado.



Nota: La **Figura 11** fue desarrollado con el código presente en el **Apéndice G**

Este modelo fue realizado tomando el Área y el Net Gross (el cual se usa como la Altura en estos casos) del Campo Colorado, convirtiéndolos a miles de metros para eficiencia del software y se obtiene el Volumen Total del Yacimiento, el cual es vital para desarrollar los siguientes escenarios:

5.4.1. Escenario 1:

Para este primer escenario se planteó variar el factor de compresibilidad para observar su comportamiento en función de la capacidad de almacenamiento de

hidrogeno, los resultados fueron los siguientes:

Tabla 4.

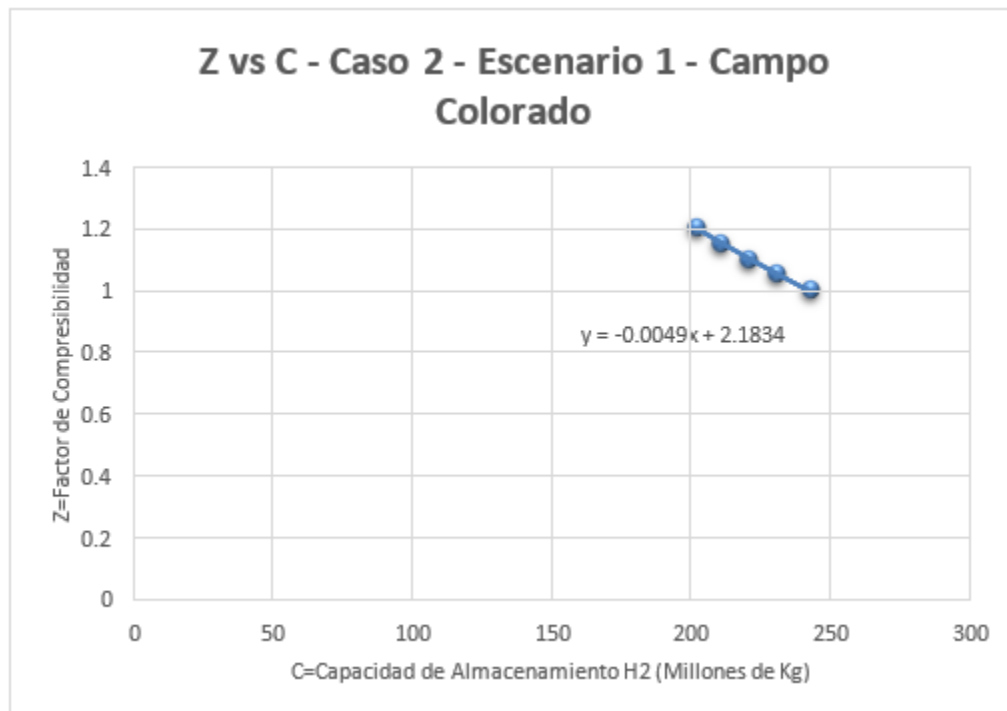
Diferentes valores de factor de compresibilidad aplicados al Campo Colorado con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2.

Factor de Compresibilidad	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)
1	242'823,828.52
1.05	231'260,789.06
1.1	220'748,935.01
1.15	211'151,155.23
1.2	202'353,190.43

Figura 12.

Grafica correspondiente al Caso 2 – Escenario 1 con los datos del Campo Colorado.

Factor de Compresibilidad vs Capacidad de Almacenamiento de H2.



Analizando los resultados en el Caso 2/Escenario 1 para el Campo Colorado es válido afirmar que el factor de compresibilidad juega un papel en contra de la capacidad de almacenamiento de H2. Esta afirmación es contrastada con la **Figura 12** puesto que la Ecuación de la recta (Y) posee una pendiente negativa, lo que indica que las variables son inversamente proporcionales entre sí.

5.4.2. Escenario 2:

Para el segundo escenario se planteó variar la saturación de fluidos para observar su comportamiento en función de la capacidad de almacenamiento de hidrogeno, los

resultados fueron los siguientes:

Nota: Debido a la variabilidad que puede presentar el factor de compresibilidad, se decide manejar un valor $Z=1$ para mantener el modelo de la manera más idóneo posible.

Tabla 5.

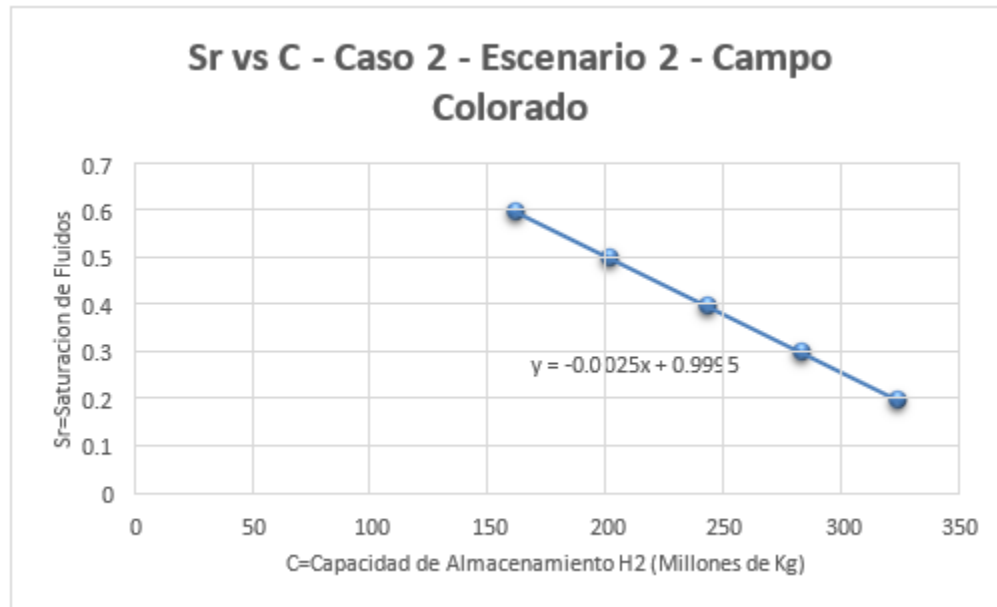
Diferentes valores de saturación de fluidos aplicados al Campo Colorado con su respectivo cálculo de capacidad de almacenamiento de H2

Saturación de Fluidos	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)
0.2	323'765,104.69
0.3	283'294,466.60
0.4	242'823,828.52
0.5	202'353,190.43
0.6	161'882,552.34

Figura 13.

Grafica correspondiente al Caso 2 – Escenario 2 con los datos del Campo Colorado.

Saturación de Fluidos vs Capacidad de Almacenamiento de H2.



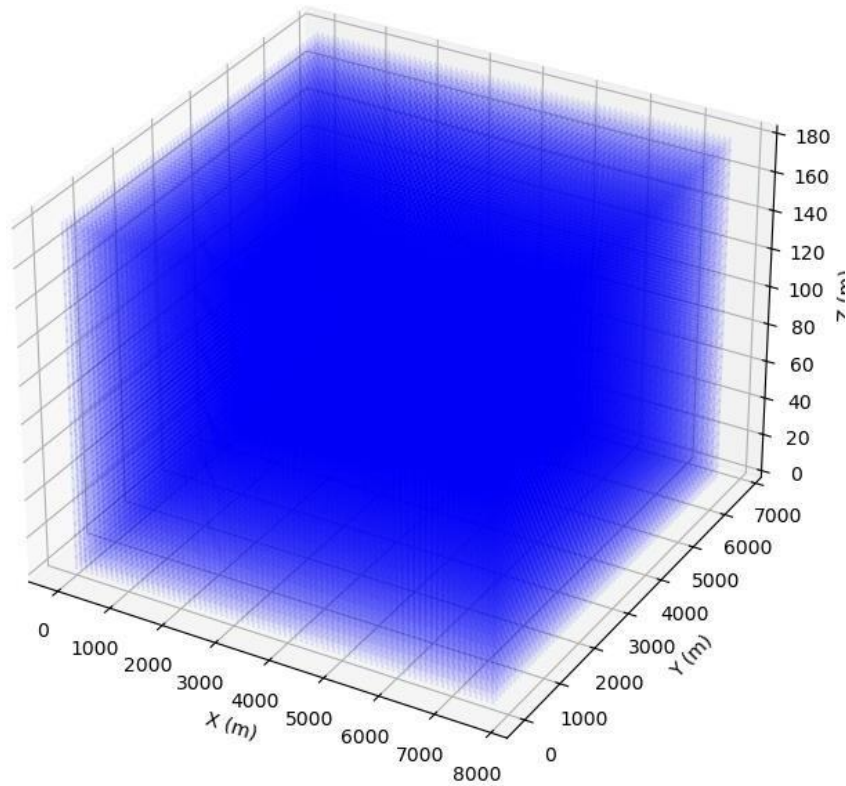
Teniendo en cuenta los resultados en el Caso 2/Escenario 2 para el Campo Colorado es válido afirmar que la saturación de fluidos juega un papel en contra de la capacidad de almacenamiento de H_2 . Esta afirmación es contrastada con la *Figura 13* puesto que la Ecuación de la recta (Y) posee una pendiente negativa, lo que indica que las variables son inversamente proporcionales entre sí.

5.5. Caso 3 – Grilla Aplicada - Campo Llanito

Para el Caso 3 se integra el código presente en el **Apéndice C** junto con el siguiente modelo de celdas el cual cuenta con los datos correspondientes al Campo Llanito.

Figura 14.

Representación de la Grilla 3D para el Campo Llanito.



-Celdas: 161,160 / i: 79, j: 68, k: 30

-Tamaño de Celda (m) i: 99, j: 100, k: 6

Utilizando la anterior grilla junto con los datos de porosidad asociados al Campo Llanito se obtuvo el siguiente resultado:

Figura 15.

Corte 2D del Plano XY del Yacimiento presente en el Campo Llanito.

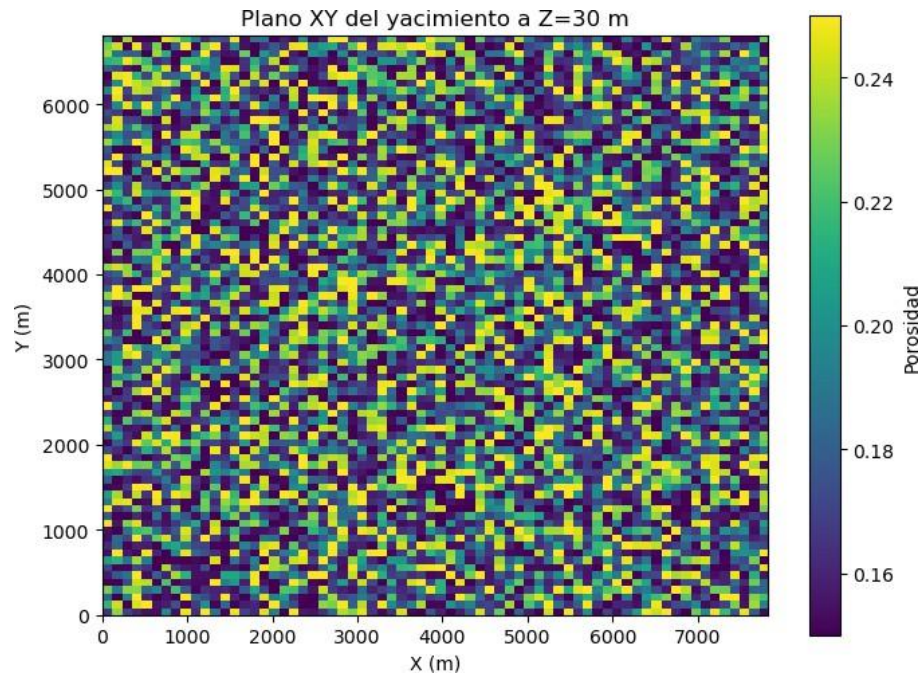


Figura 16.

Corte 2D del Plano ZY del Yacimiento presente en el Campo Llanito.

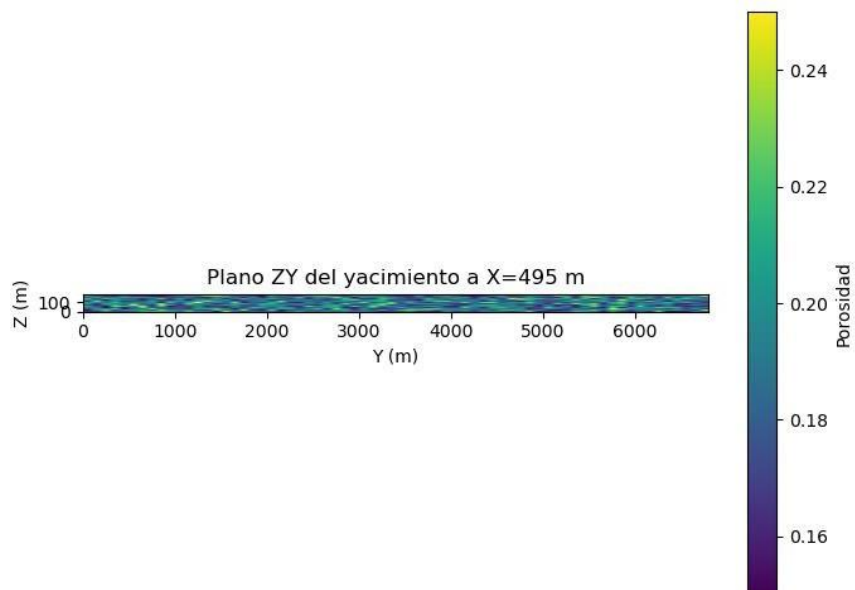
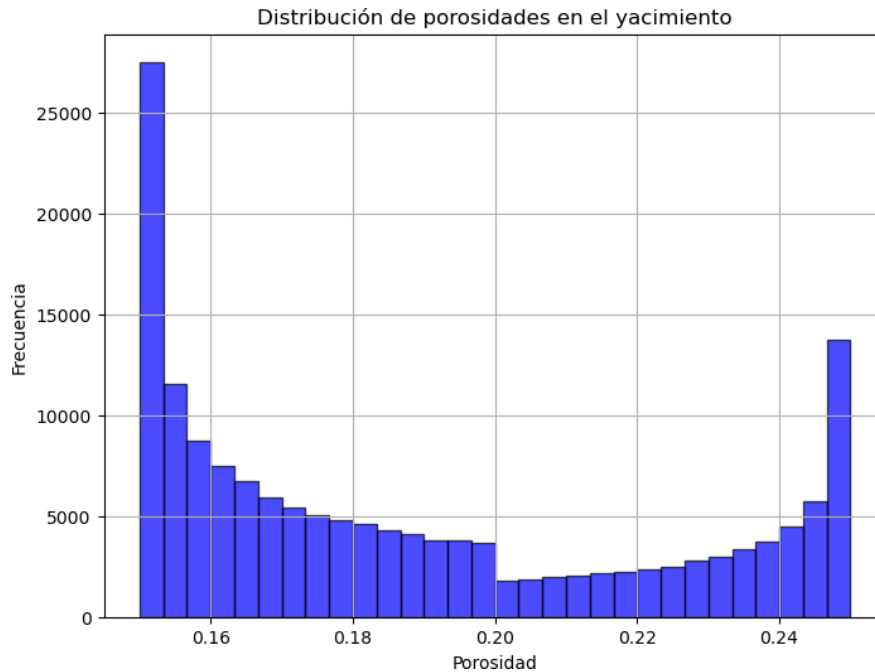


Figura 17.

Corte 2D del Plano ZX del Yacimiento presente en el Campo Llanito.

**Figura 18.**

Histograma mostrando la distribución de las porosidades en el Yacimiento de Campo Llanito.



Considerando los datos presentados anteriormente se produjeron Cortes 2D correspondientes al plano XY en la **Figura 15**, al plano ZY en la **Figura 16** y al plano ZX en la **Figura 17**. Estos permiten observar la correcta disposición de las porosidades en el Yacimiento, así como dar una mayor comprensión respecto a las dimensiones de la grilla. La **Figura 18** muestra la distribución de las porosidades desde un Histograma dando como resultado una porosidad promedio de 0.2.

Por otra parte, el modelo arrojó como resultado un volumen total de Yacimiento de 9'572,904,000 m³ con una capacidad de almacenamiento de H2 de 13'479,265,265.10 kg.

5.6. Caso 4 –Grilla Aplicada - Campo Colorado

Para el Caso 4 se integra el código presente en el **Apéndice D** junto con el siguiente modelo de celdas el cual cuenta con los datos correspondientes al Campo

Colorado.

Celdas: 11'748,000 / i: 66, j: 178, k: 1000

Tamaño de Celda (m) i: 15.24, j: 15.24, k: 1

Figura 19.

Corte 2D del Plano XY del Yacimiento presente en el Campo Colorado

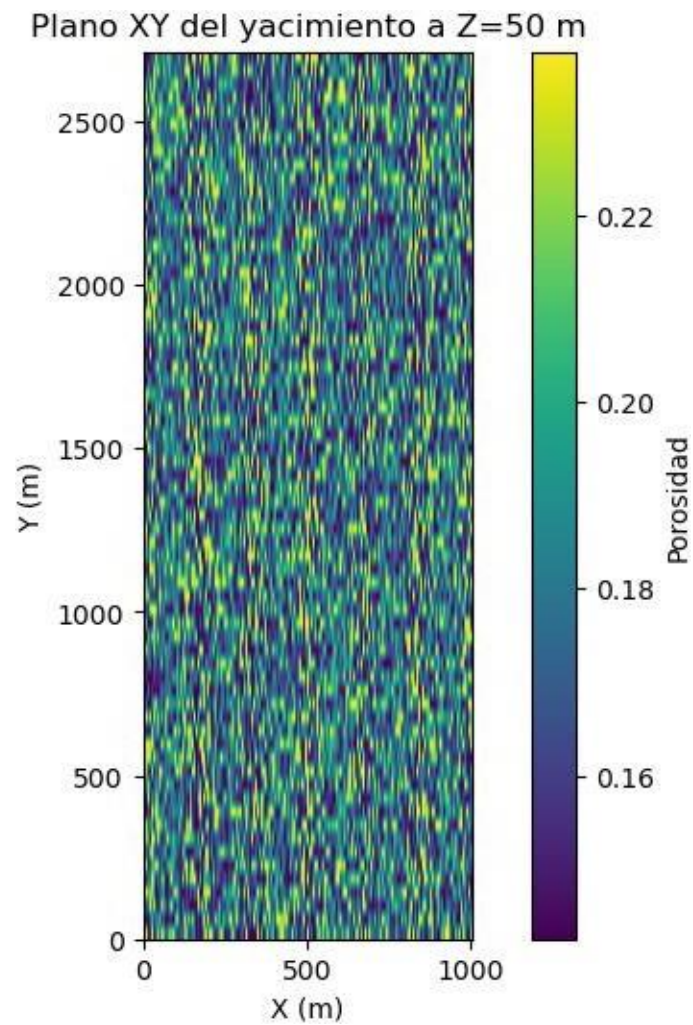
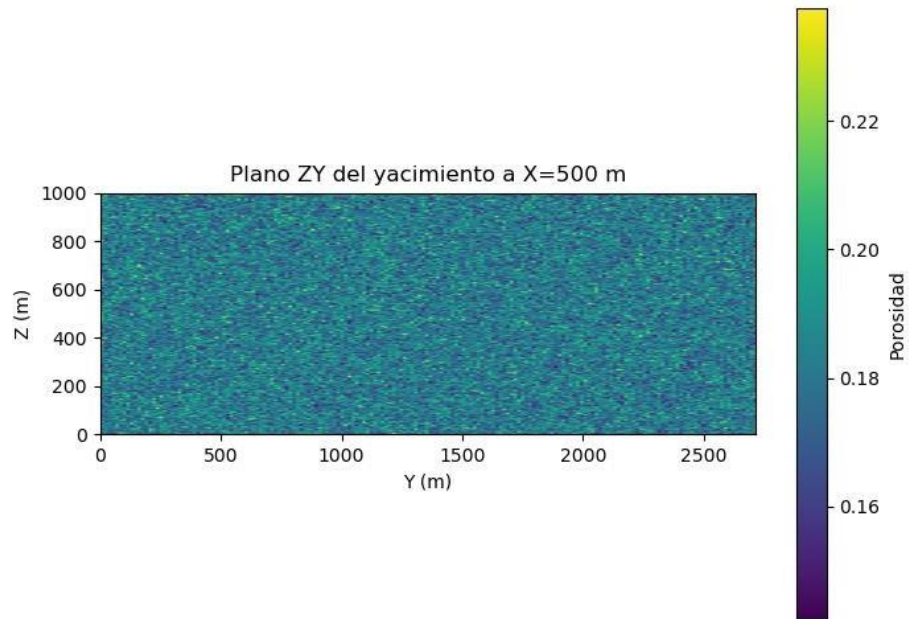


Figura 20.

Corte 2D del Plano ZY del Yacimiento presente en el Campo Colorado.

**Figura 21.**

Corte 2D del Plano ZX del Yacimiento presente en el Campo Colorado.

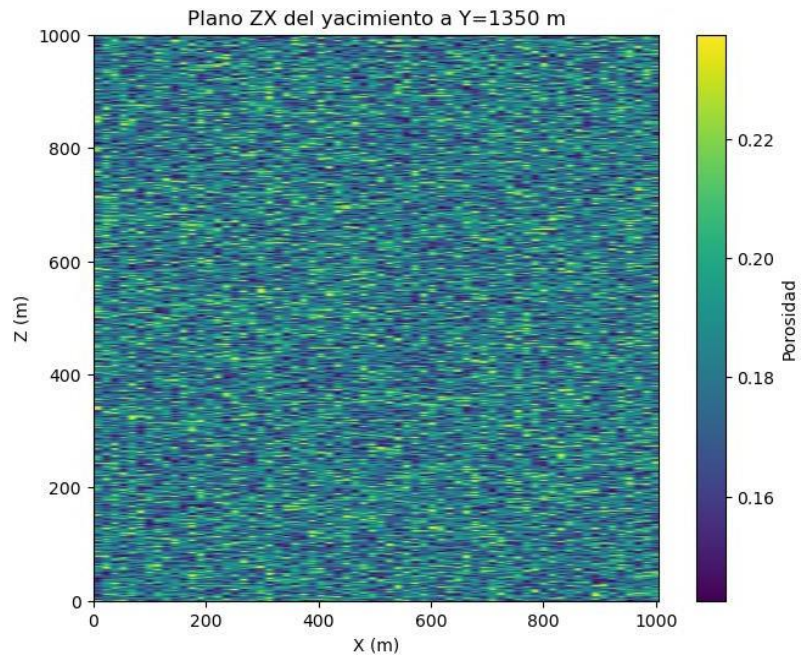
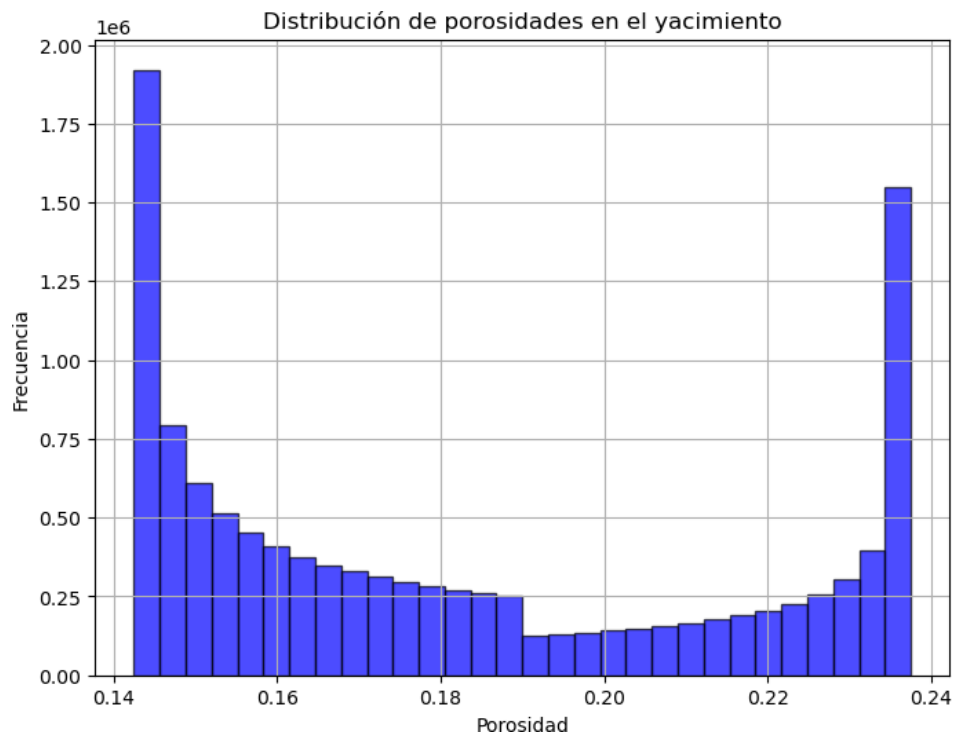


Figura 22.

Histograma mostrando la distribución de las porosidades en el Yacimiento de Campo Colorado.



Considerando los datos presentados anteriormente se produjeron Cortes 2D correspondientes al plano XY en la **Figura 19**, al plano ZY en la **Figura 20** y al plano ZX en la **Figura 21**. Estos permiten observar la correcta disposición de las porosidades en el Yacimiento, así como dar una mayor comprensión respecto a las dimensiones de la grilla. La **Figura 22** muestra la distribución de las porosidades desde un Histograma dando como resultado una porosidad promedio de 0.19.

Por otra parte, el modelo arrojó como resultado un volumen total de Yacimiento de 2'728,562,284.8 m³ con una capacidad de almacenamiento de H2 de 2'672,088,662.43 kg.

5.7. Caso 5 – Montecarlo

Mediante el método Montecarlo es posible generar un punto de comparación que permita validar o negar los anteriores casos presentes, así que realizando un total de 10,000 simulaciones los resultados fueron los siguientes:

5.7.1. Escenario 1 –Ideal - Campo Llanito

Para este escenario se utilizó el código perteneciente al **Apéndice E** y se tomaron todos los datos del Caso 1 incluyendo el Volumen total del Yacimiento el cual es 133'216,046 m³.

Figura 23.

Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 1 de Montecarlo.

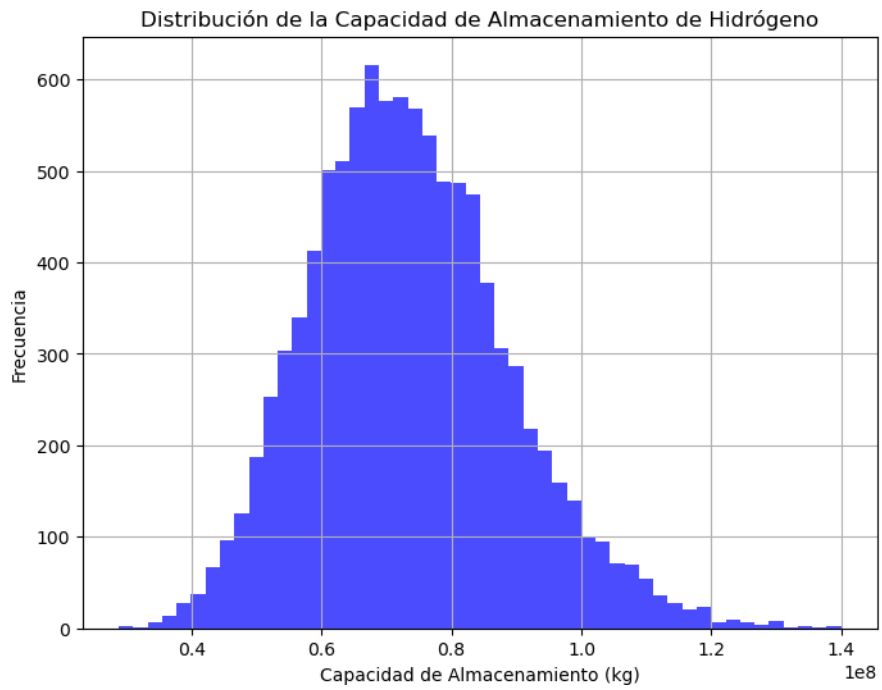
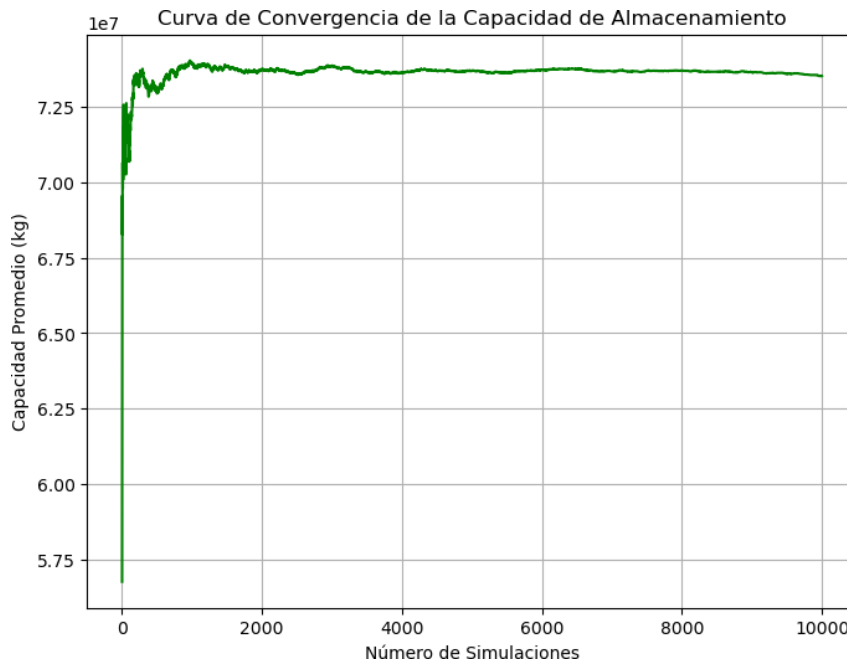


Figura 24.

Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 1 de Montecarlo.



Revisando los resultados arrojados por Montecarlo para el Escenario 1 se aprecia en la **Figura 23** que la distribución de la capacidad de almacenamiento de Hidrogeno mostrada en el histograma es concordante con el dato de la capacidad de almacenamiento promedio que es 73'528,793.67 kg. Sumado a esto la **Figura 24** permite asumir como apropiada la cantidad de simulaciones (10,000) escogidas debido a la linealización de la tendencia que presenta la gráfica.

5.7.2. Escenario 2 –Real - Campo Llanito

Para este escenario se utilizó el código perteneciente al **Apéndice E** y se tomaron todos los datos del Caso 2 incluyendo el Volumen total del yacimiento el cual es $9'572,904,000 \text{ m}^3$.

Figura 25.

Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 2 de Montecarlo.

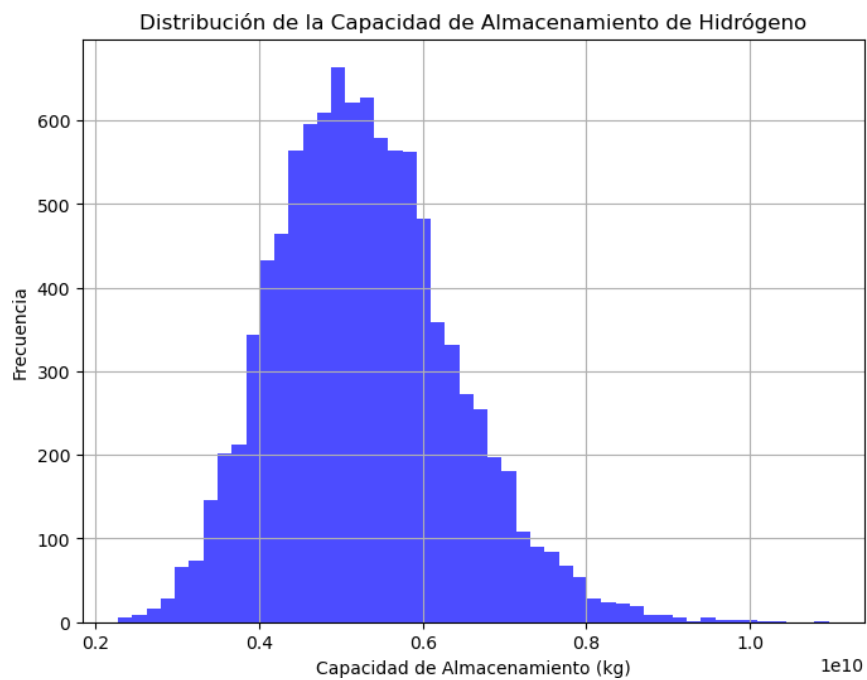
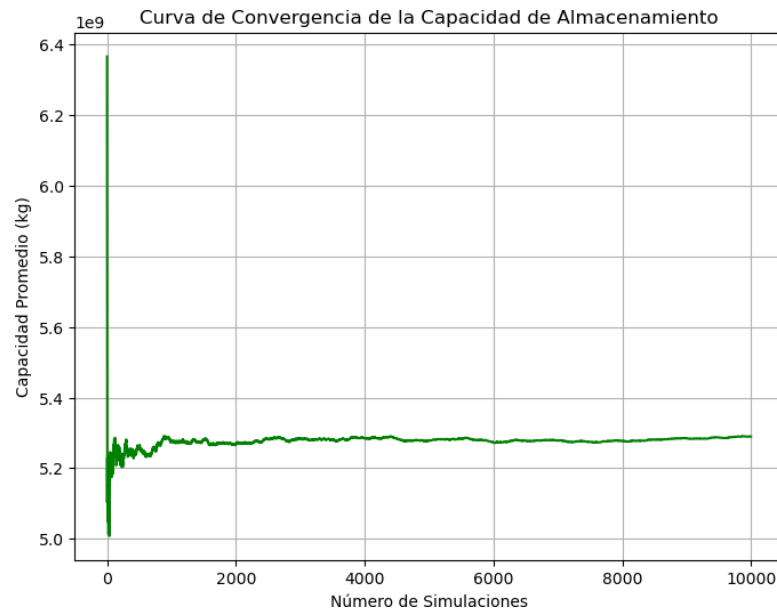


Figura 26.

Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 2 de Montecarlo.



Revisando los resultados arrojados por Montecarlo para el Escenario 1 se aprecia en la **Figura 25** que la distribución de la capacidad de almacenamiento de Hidrogeno mostrada en el histograma es concordante con el dato de la capacidad de almacenamiento promedio que es 5'289,671,468.72 kg. Sumado a esto la **Figura 26** permite asumir como apropiada la cantidad de simulaciones (10,000) escogidas debido a la linealización de la tendencia que presenta la gráfica.

5.7.3. Escenario 3 –Ideal - Campo Colorado

Para este escenario se utilizó el código perteneciente al **Apéndice F** y se tomaron todos los datos del Caso 3 incluyendo el Volumen total del yacimiento el cual es 226'614,034 m³.

Figura 27.

Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 3 de Montecarlo.

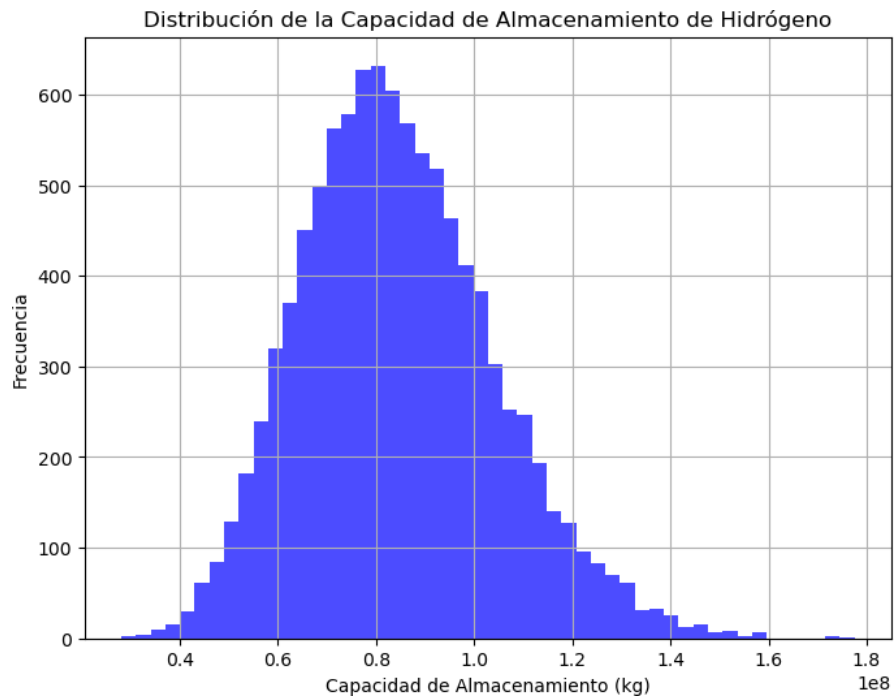
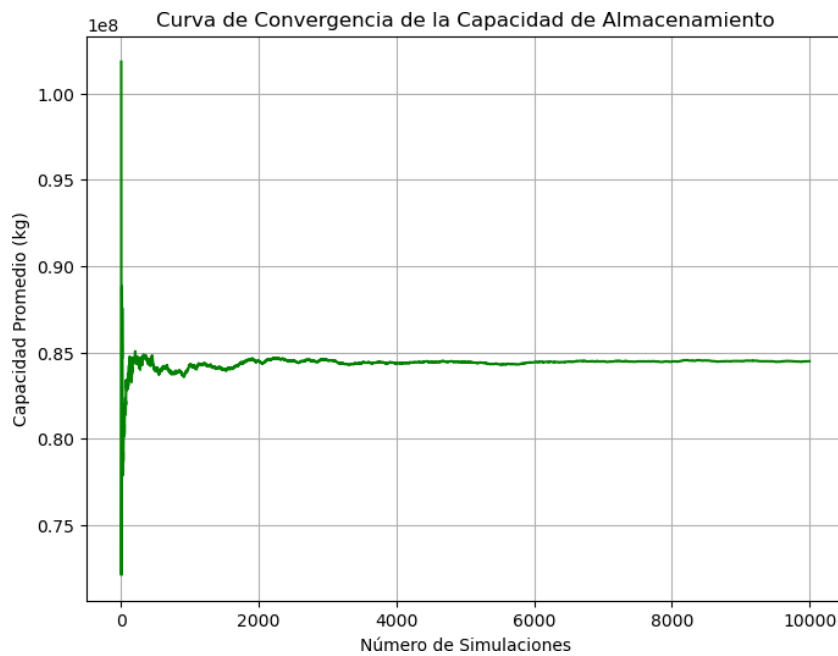


Figura 28.

Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 3 de Montecarlo.



Revisando los resultados arrojados por Montecarlo para el Escenario 1 se aprecia en la **Figura 27** que la distribución de la capacidad de almacenamiento de Hidrogeno mostrada en el histograma es concordante con el dato de la capacidad de almacenamiento promedio que es 84'493,940.66 kg. Sumado a esto la **Figura 28** permite asumir como apropiada la cantidad de simulaciones (10,000) escogidas debido a la linealización de la tendencia que presenta la gráfica.

5.7.4. Escenario 4 –Real - Campo Colorado

Para este escenario se utilizó el código perteneciente al **Apéndice F** y se tomaron todos los datos del Caso 4 incluyendo el Volumen total del yacimiento el cual es 2'728,562,284.8 m³.

Figura 29.

Histograma de la Capacidad de Almacenamiento de Hidrogeno para el Escenario 4 de Montecarlo.

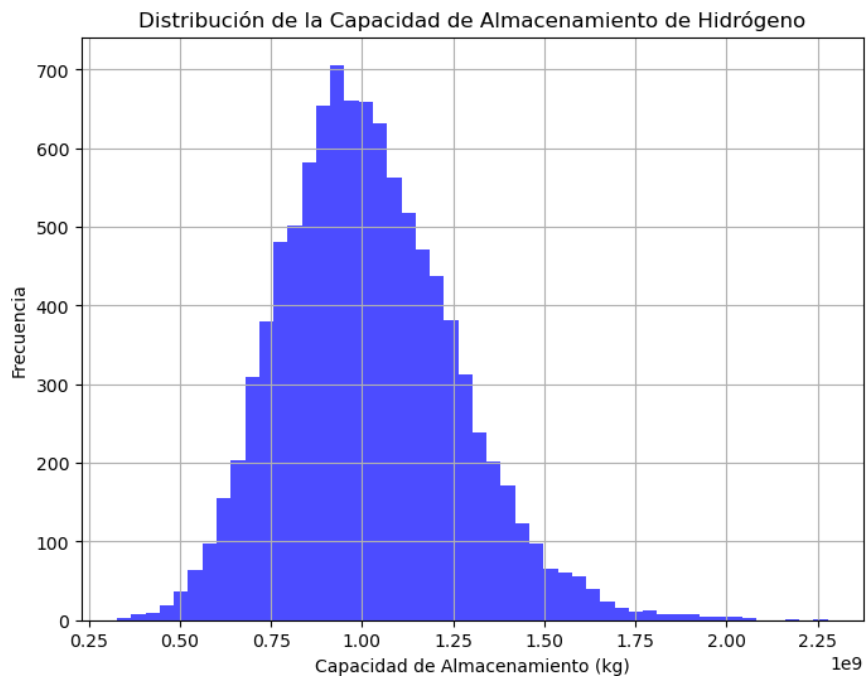
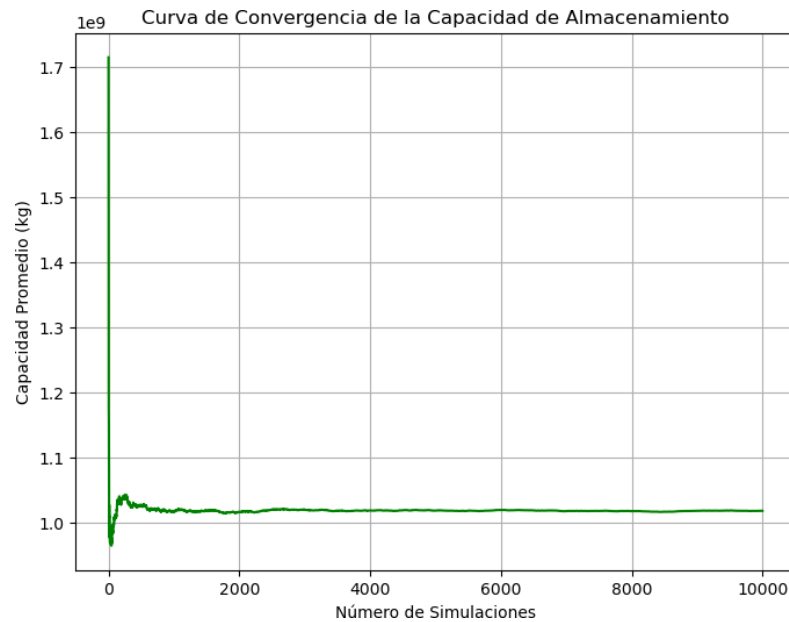


Figura 30.

Curva de convergencia de la Capacidad de almacenamiento para el Escenario 4 de Montecarlo.



Revisando los resultados arrojados por Montecarlo para el Escenario 1 se aprecia en la **Figura 29** que la distribución de la capacidad de almacenamiento de Hidrogeno mostrada en el histograma es concordante con el dato de la capacidad de almacenamiento promedio que es 1'014,157,463.27 kg. Sumado a esto la **Figura 30** permite asumir como apropiada la cantidad de simulaciones (10,000) escogidas debido a la linealización de la tendencia que presenta la gráfica.

Finalmente reunimos todos los valores obtenidos en la **Tabla 6** y **Tabla 7** siendo estas separadas por Campo para una mejor apreciación.

Tabla 6.*Compilado de los resultados obtenidos para el Campo Llanito.*

Caso #	Volumen Total de Yacimiento(m³)	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)
Caso 1 – Campo Llanito	133,216,046	210'490,969.17
Caso 3 – Campo Llanito	9'572,904,000	13'479,265,265.10
Caso 5 – Montecarlo – E1	133'216,046	73'528,793.67
Caso 5 – Montecarlo – E2	9'572,904,000	5'289,671,468.72

Tabla 7.*Compilado de los resultados obtenidos para el Campo Colorado.*

Caso #	Volumen Total de Yacimiento(m³)	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)
Caso 2- Campo Colorado	226'614,034	242'823,828.52
Caso 4 – Campo Colorado	2'728,562,284.8	2'672,088,662.43
Caso 5 – Montecarlo – E3	226'614,034	84'493,940.66
Caso 5 – Montecarlo – E4	2'728.562.284.8	1'014,157,463.27

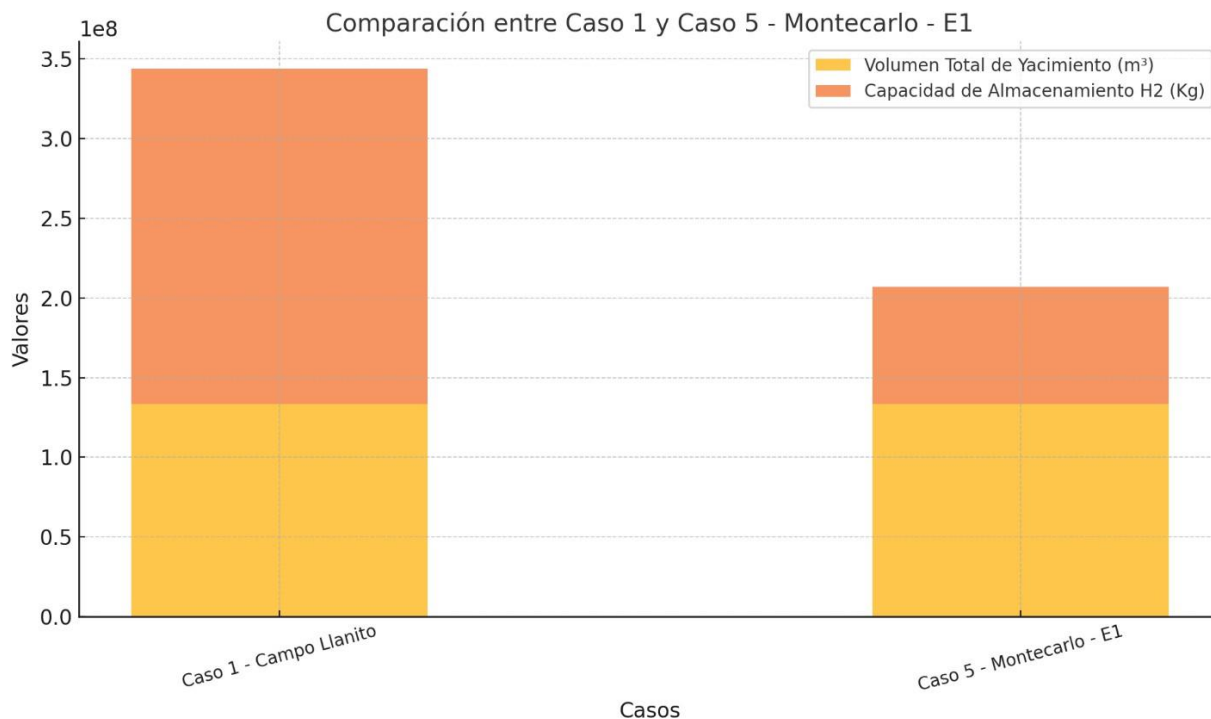
6. Discusión

6.1. Contraste Determinístico vs Estocástico

La **Figura 31** permite realizar una comparación directa debido a que poseen el mismo volumen total de yacimiento, es decir $133'216,046 \text{ m}^3$. Tomando los resultados de estos 2 casos, podemos ver que del 100% que equivale a $210'490,969.17 \text{ kg}$ en el modelo ideal, se podría almacenar $73'528,793.67 \text{ kg}$ de masa de Hidrogeno según Montecarlo, lo que daría un 34.93% de asertividad.

Figura 31.

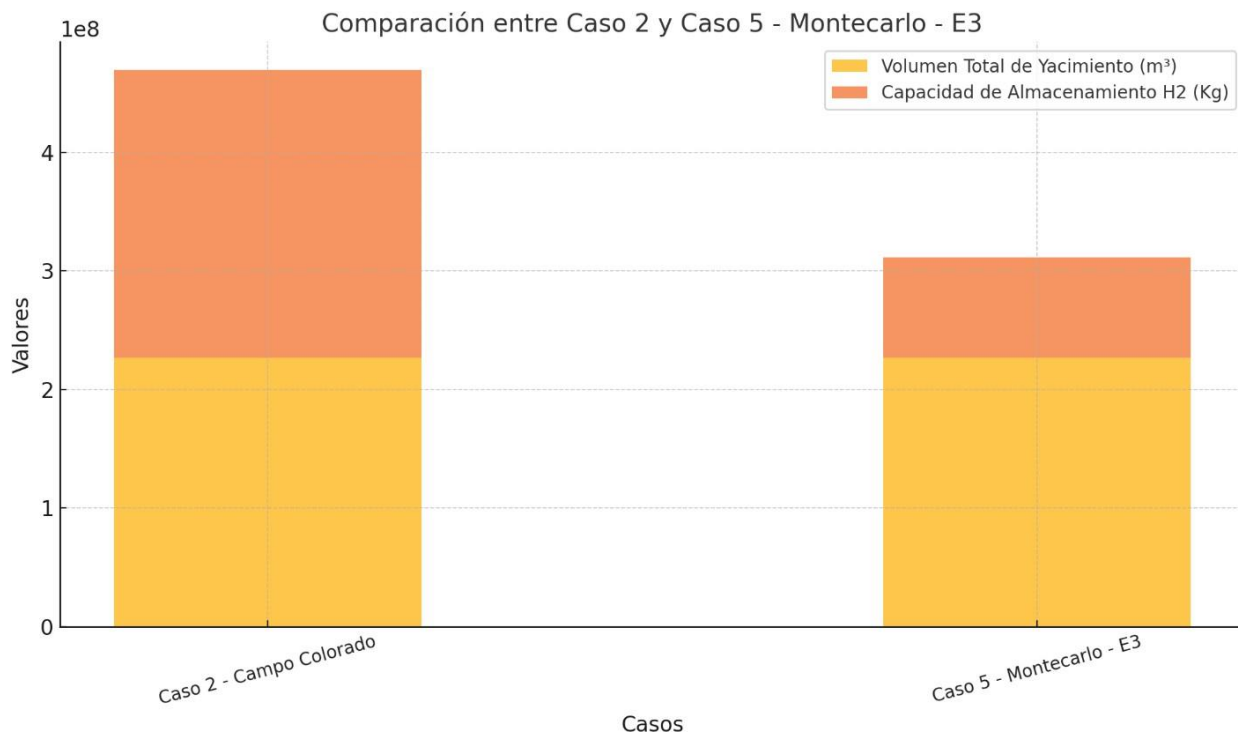
Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 1 – Campo Llanito vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario 1



La **Figura 32** permite realizar una comparación directa debido a que poseen el mismo volumen total de yacimiento, es decir $226'614,034 \text{ m}^3$. Tomando los resultados de estos 2 casos, podemos ver que del 100% que equivale a $242'823,828.52 \text{ kg}$ en el modelo ideal, se podría almacenar $84'493,940.66 \text{ Kg}$ de masa de Hidrogeno según Montecarlo, lo que daría un 34.79% de asertividad.

Figura 32.

Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 2 – Campo Colorado vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario.

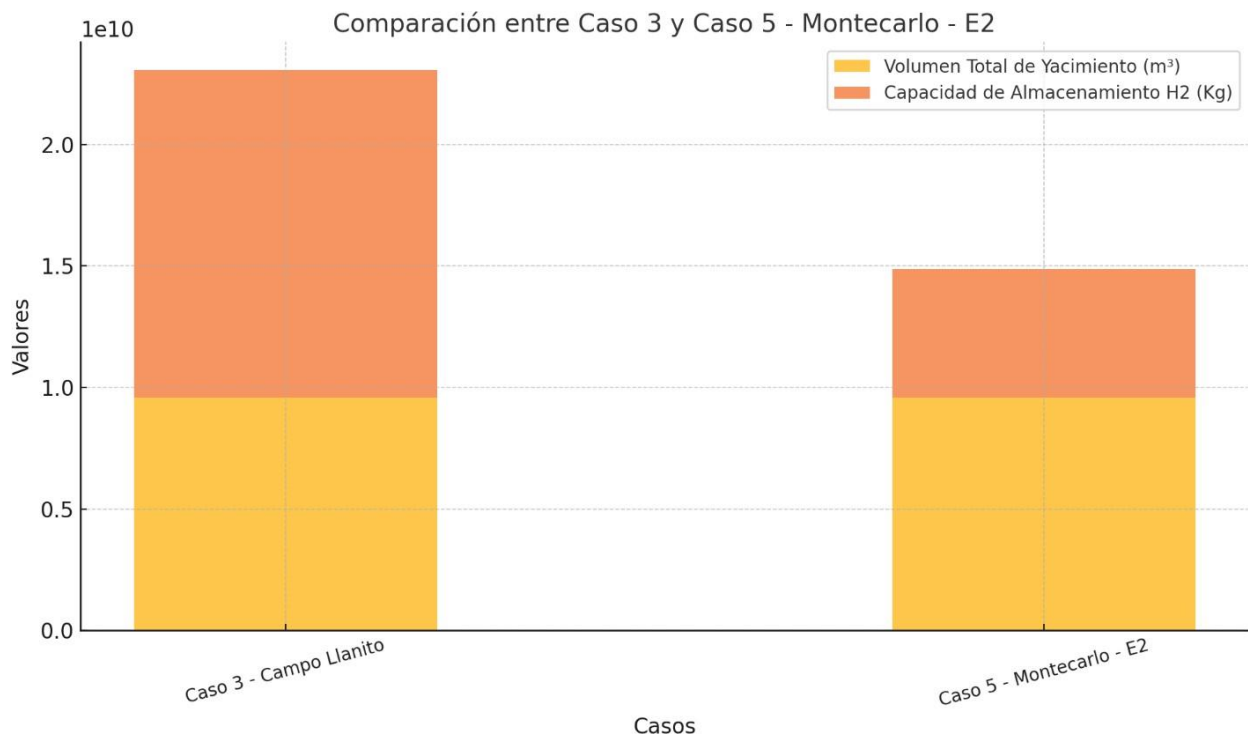


La **Figura 33** permite realizar una comparación directa debido a que poseen el mismo volumen total de yacimiento, es decir $9'572,904,000 \text{ m}^3$. Tomando los resultados

de estos 2 casos, podemos ver que del 100% que equivale a 13'479,265,265.10 kg en el modelo ideal, se podría almacenar 5'289,671,468.72 kg de masa de Hidrogeno según Montecarlo, lo que daría un 39,24% de asertividad.

Figura 33.

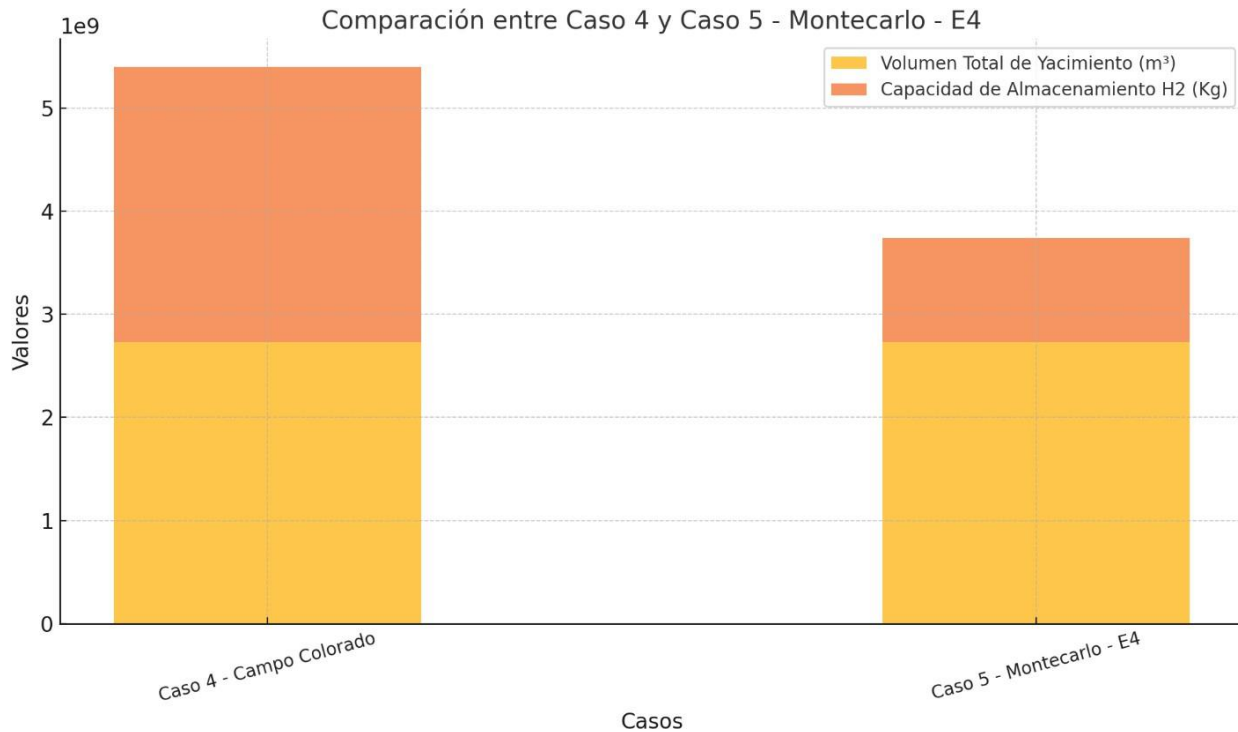
Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 3 – Campo Llanito vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario 2.



La **Figura 34** permite realizar una comparación directa debido a que poseen el mismo volumen total de yacimiento, es decir 2'728.562.284.8 m³. Tomando los resultados de estos 2 casos, podemos ver que del 100% que equivale a 2'672,088,662.43 kg en el modelo ideal, se podría almacenar 1'014,157,463.27 kg de masa de Hidrogeno según Montecarlo, lo que daría un 37,95% de asertividad.

Figura 34.

Gráfico de barras agrupadas contrastando los resultados del Caso 4 – Campo Colorado vs Caso 5 – Montecarlo – Escenario 4



Considerando este contraste lo que se muestra es la reafirmación de que a pesar de los modelos ideales (**Figura 31** y **Figura 32**) tienen un buen porcentaje, los modelos con datos reales (**Figura 33** y **Figura 34**) son más precisos pues estos tuvieron una diferencia de 5% de asertividad por encima de los ideales respectivamente en cada campo. También cabe resaltar que el campo con mayor asertividad es Llanito con un asertividad del 39% en el Caso 4 y del 35% en el Caso 1 sugiriendo la posibilidad de que los datos tengan una mayor precisión en comparación a los datos del Campo Colorado. Lo anterior puede ser visto con mayor claridad en la **Tabla 8** y **Tabla 9**.

Tabla 8.

Resumen del contraste de la capacidad de almacenamiento para el Campo Llanito.

Caso # vs Montecarlo E#	Volumen Total de Yacimiento (m³)	Según Caso # Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)	Según Montecarlo E# Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)	Asertividad (%)
Caso 1 – Montecarlo E1	133,216,046	210'490,969.17	73'528,793.67	34.93
Caso 3 – Montecarlo E2	9'572,904,000	13'479,265,265.10	5'289,671,468.72	39.24

Tabla 9.

Resumen del contraste de la capacidad de almacenamiento para el Campo Colorado.

Caso # vs Montecarlo E#	Volumen Total de Yacimiento (m³)	Según Caso # Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)	Según Montecarlo E# Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)	Asertividad (%)
Caso 2 – Montecarlo E3	226'614,034	242'823,828.52	84'493,940.66	34.79
Caso 4 – Montecarlo E4	2'728,562,284.8	2'672,088,662.43	1'014,157,463.27	37.95

6.2. Implicaciones técnicas y económicas

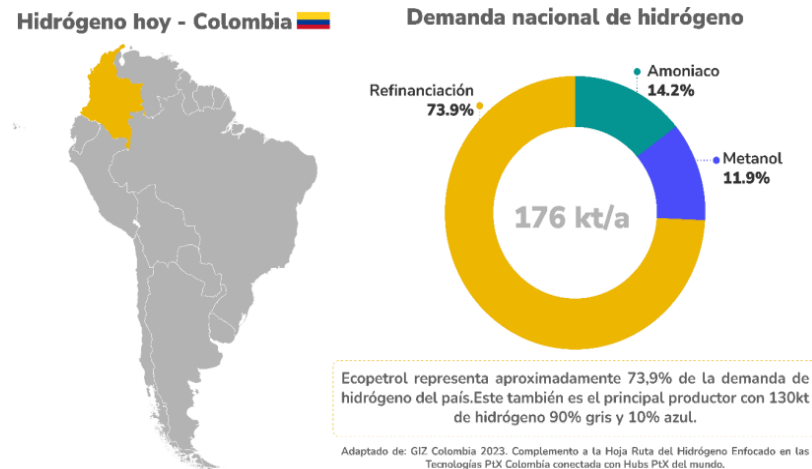
Si bien los resultados obtenidos son clasificados como prometedores, existen una serie de consideraciones que se deben tomar en cuenta para analizar este estudio e incluso estudios posteriores que puedan surgir. Estos pueden ser divididos en beneficios y limitaciones.

6.2.1. Beneficios

6.2.1.1. Demanda nacional de Hidrogeno. Basándose en la *Figura 35*, la demanda de Hidrogeno en Colombia es un punto importante para tener en cuenta, pues la producción anual necesaria es de 176 Kt y siendo que la mayoría de este Hidrogeno es dirigido a la refinación surgen dos cuestiones importantes a tener en cuenta. La primera es el disponer de esta cantidad de hidrogeno para satisfacer dicha necesidad y por ende el almacenamiento de esta misma, y segundo la ubicación ya que entrando en detalles las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena se encuentran en una excelente posición respecto al Valle Medio del Magdalena, lo cual significa una disminución significativa en los costos que rodean esta actividad.

Figura 35.

Grafica de la demanda nacional de Hidrogeno.



Nota: Tomado de GIZ Colombia (2023).

Tabla 10.

Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional de hidrogeno para el Campo Llanito.

Caso # - Campo #	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kt)	Años de demanda nacional H2 (176Kt/a)
Caso 1 – Campo Llanito	210.49096917	1.19
Caso 3 – Campo Llanito	13479.26526510	76.58
Caso 5 – Montecarlo – E1	73.52879367	0.41
Caso 5 – Montecarlo – E2	5289.67146872	30.05

Tabla 11.

Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional de hidrogeno para el Campo Colorado.

Caso # - Campo #	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kt)	Años de demanda nacional H2 (176Kt/a)
Caso 2- Campo Colorado	242.82382852	1.37
Caso 4 – Campo Colorado	2672.08866243	15.18
Caso 5 – Montecarlo – E3	84.49394066	0.48
Caso 5 – Montecarlo – E4	1014.15746327	5.76

La **Tabla 10** y **Tabla 11** permiten contextualizar lo beneficiario que es una amplia capacidad de almacenamiento de H2 basada en los resultados de las simulaciones, siendo que en el caso menos favorable se cubriría 0.41 años (un par de meses) mientras que en el caso más favorable se podrían cubrir 78 años de la demanda nacional de Hidrogeno.

6.2.1.2. El rescate de los yacimientos depletados. La reutilización de yacimientos depletados, junto con la maquinaria y la infraestructura asociada, representa una oportunidad estratégica para optimizar recursos y minimizar costos en la industria energética y extractiva. Cuando un yacimiento alcanza el final de su vida útil en términos de extracción primaria, su infraestructura, como pozos, tuberías, estaciones de compresión y equipos de procesamiento, puede adaptarse para nuevos propósitos, como la inyección de dióxido de carbono (CO₂) en proyectos de captura y almacenamiento de carbono (CCS), el almacenamiento de gas natural o incluso la generación de energía geotérmica.

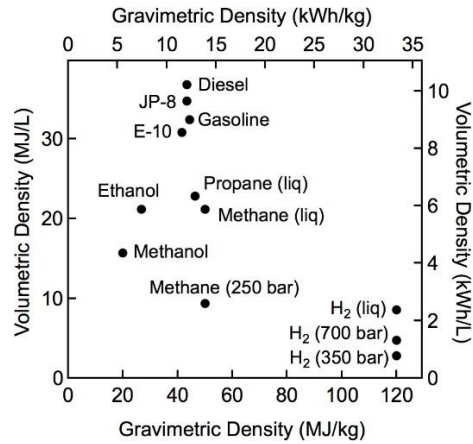
Esta estrategia no solo reduce la necesidad de inversiones iniciales para desarrollar nuevas instalaciones, sino que también acelera la implementación de proyectos al aprovechar estructuras existentes. Asimismo, disminuye el impacto ambiental al evitar la necesidad de desmantelar y construir nuevas instalaciones, promoviendo prácticas sostenibles.

Además, la reutilización de yacimientos puede transformar lo que anteriormente era un pasivo ambiental en un activo rentable. Por ejemplo, los yacimientos agotados ofrecen condiciones ideales para almacenar gases debido a su capacidad probada de contener fluidos bajo presión durante millones de años. Al extender la vida útil de estas instalaciones, las empresas pueden optimizar el retorno de inversión y contribuir a la transición hacia prácticas más sostenibles en el sector energético.

6.2.1.3. La masa como energía. Hablando en términos de masa, el Hidrogeno contiene casi 3 veces más densidad energética que la gasolina, es decir 120 MJ/Kg vs 44 MJ/Kg. Esto puede apreciarse en la **Figura 36**.

Figura 36.

Comparación de energía específica en diversos combustibles. Masa vs Volumen



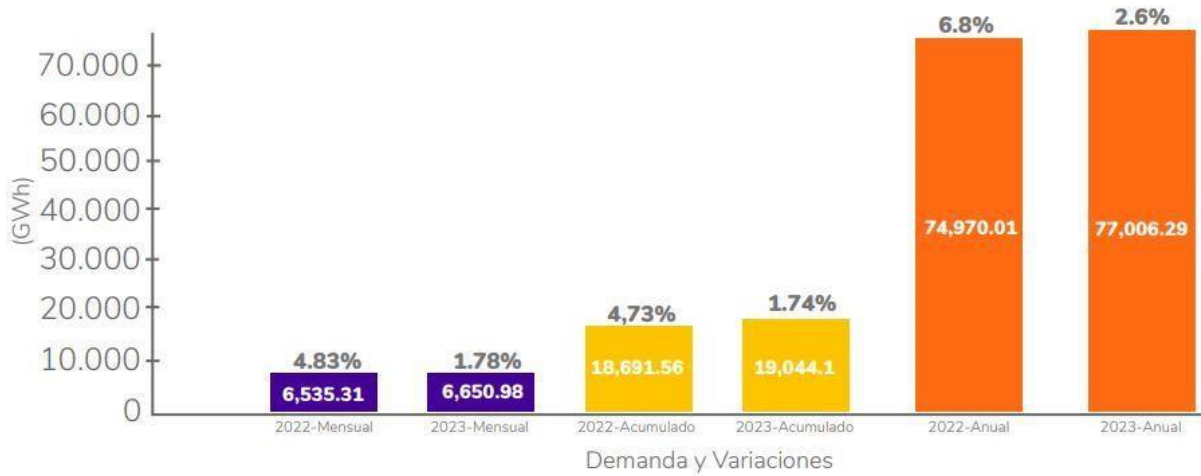
Nota: Tomado de US Department of Energy, (2024).

Al Hidrogeno ser portador de tan alta densidad energética hace imposible el pasar por alto lo que puede generar para la demanda energética nacional. Según la **Figura 37**, para el año 2023 la demanda fue de 77,006 Gw/a y está actualmente sigue en crecimiento.

(XM)

Figura 37.

Grafica de la demanda energética nacional.



Nota: Tomado de XM.

Tabla 12.

Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional energética para el Campo Llanito.

Caso #	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)	Energía Utilizable (Gw)	Años de la demanda nacional (77006.28Gw/a)
Caso 1 – Campo Llanito	210490969.17	133,216,046	0.09
Caso 3 – Campo Llanito	13479265265.10	9’572,904,000	5.83
Caso 5 – Montecarlo –E1	73528793.67	133’216,046	0.03
Caso 5 – Montecarlo –E2	5289671468.72	9’572,904,000	2.28

Tabla 13.

Capacidad de almacenamiento de H2 en función de la demanda nacional energética para el Campo Colorado.

Caso #	Capacidad de Almacenamiento H2 (Kg)	Energía Utilizable (Gw)	Años de la demanda nacional (77006.28Gw/a)
Caso 2- Campo Colorado	242823828.52	226'614,034	0.1
Caso 4 – Campo Colorado	2672088662.43	2'728,562,284.8	1.15
Caso 5 – Montecarlo –E3	84493940.66	226'614,034	0.03
Caso 5 – Montecarlo –E4	1014157463.27	2'728.562.284.8	0.4

La **Tabla 12** y **Tabla 13** permiten contextualizar lo beneficiario que es una amplia capacidad de almacenamiento de H2 basada en los resultados de las simulaciones, siendo que en el caso menos favorable se cubriría 0.03 años (algunos días) mientras que en el caso más favorable se podrían cubrir 2.2 años de la demanda nacional energética. Si bien estos no son tan prometedores como lo son respecto a la demanda nacional de Hidrogeno, es importante recordar que la energía involucrada es libre de emisiones, lo que hace que no se descarte e incluso sea una gran medida en el mejor de los casos.

6.2.2. Limitaciones

6.2.2.1. El hidrogeno como líquido. En términos de volumen, el hidrogeno liquido posee una densidad energética de 8 MJ/L lo cual es deficiente en comparación con los 32 MJ/L que presenta la gasolina. Esto es posible observarlo en la Figura 36. Sumado al hecho de que el hidrogeno liquido es inestable a temperatura ambiente. Alcanzar una temperatura apropiada (20,28 K) para este es

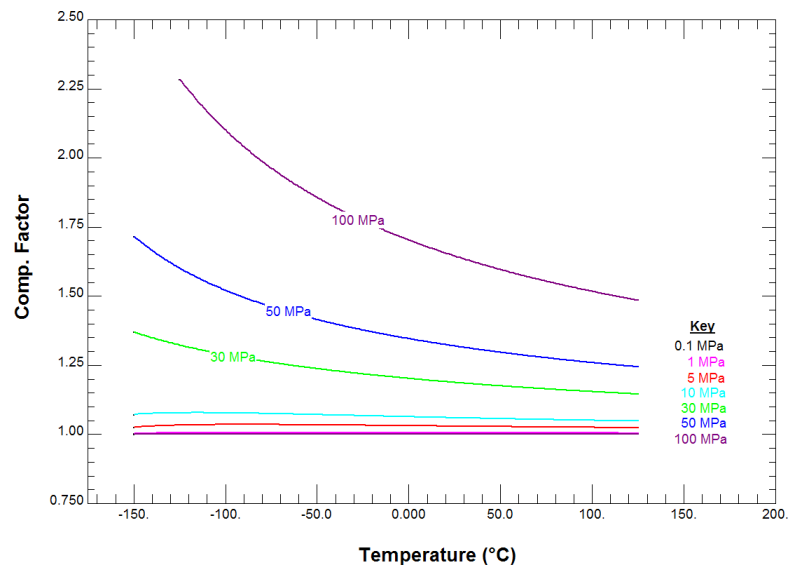
imposible en los yacimientos.

6.2.2.2. **Variabilidad geológica.** La cuenca del Valle Medio del Magdalena al tener una gran extensión (34,000 Km²), posee una heterogeneidad geológica la cual obliga a un mayor nivel de detalle para cada yacimiento aplicable debido a que esto puede afectar directamente el almacenaje de hidrogeno.

6.2.2.3. **Factor de Compresibilidad.** El factor de compresibilidad debe ser algo a tener presente a la hora de realizar los estudios y las simulaciones debido que al ser sensible a los cambios de presión y temperatura puede alterar drásticamente la capacidad de almacenamiento.

Figura 38.

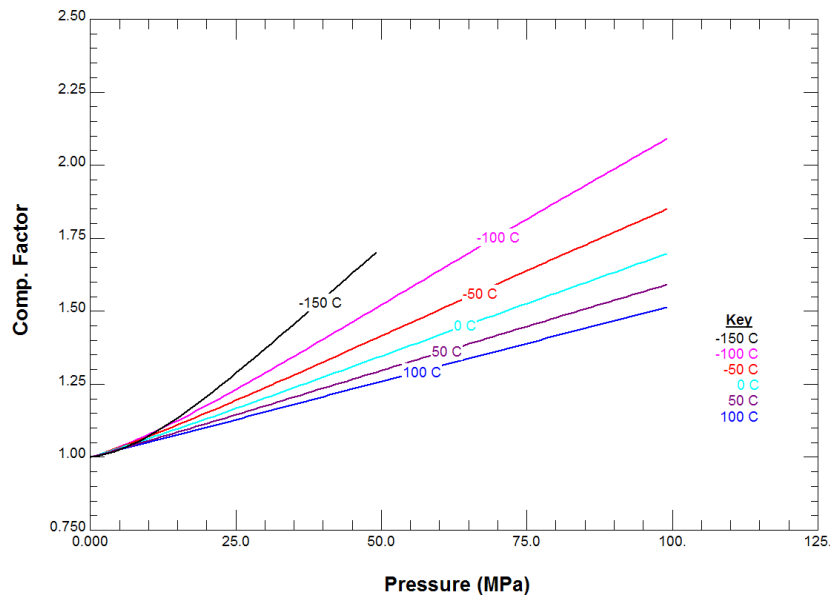
Grafica de factor de compresibilidad del Hidrogeno vs Temperatura. Cada línea muestra cómo se relacionan estos 2 factores con respecto a la Presión.



Nota: Tomado de NIST

Figura 39.

Grafica de factor de compresibilidad del Hidrogeno vs Presión. Cada línea muestra cómo se relacionan estos 2 factores con respecto a la Temperatura.



Nota: Tomado de NIST

La **Figura 38** y **Figura 39** reflejan cómo el comportamiento del hidrogeno se desvía del comportamiento ideal a medida que la presión aumenta y/o la temperatura disminuye. Esto es consistente con el hecho de que las interacciones intermoleculares se vuelven más significativas en estas condiciones.

7. Conclusiones

El análisis de los datos refleja el gran potencial que posee el Valle Medio del Magdalena para el almacenamiento subterráneo de Hidrogeno, puesto que tanto el Campo Llanito como el Campo Colorado destacan por su capacidad significativa. Siendo el Campo Llanito un yacimiento con un volumen de 9'572,904,000 m³ y una capacidad de almacenamiento de H₂ que va desde un mínimo de 5'289,671,468.72 kg hasta un máximo de 13'479,265,265.10 Kg. Mientras que el Campo Colorado un yacimiento con un volumen de 2'728.562.284.8 m³ y una capacidad de almacenamiento de H₂ que va desde un mínimo de 1'014,157,463.27 kg hasta un máximo de 2'672,088,662.43 kg, lo que permite categorizarlos como prometedores.

Los yacimientos depletados con una alta saturación en fluidos deben ser evitados a toda costa, puesto que no solo es inversamente proporcional a la capacidad de almacenamiento, sino también la integridad del Hidrogeno puede verse afectada más fácilmente debido a la alta reactividad de este. Mientras que, por otro lado, los yacimientos más someros y/o con baja presión son más favorables puesto que alteran lo menos posible el factor de compresibilidad, manteniendo el comportamiento del Hidrogeno como el de un gas ideal y favoreciendo directamente la capacidad de almacenamiento.

El desarrollo del modelo conceptual permitió simular escenarios ideales y realistas, proporcionando datos precisos sobre la capacidad de almacenamiento de hidrógeno en los campos estudiados. Estos modelos representan una herramienta esencial para futuras investigaciones y proyectos piloto en el VMM, y a su vez la integración del

método Montecarlo permitió validar la consistencia de los resultados bajo escenarios con diferentes niveles de incertidumbre, reafirmando la robustez del modelo conceptual.

El diseño de scripts especializados para evaluar la capacidad de almacenamiento de hidrógeno es crucial para optimizar y hacer viables futuros proyectos vinculados a la transición energética. Este método no solo acelera los procesos de análisis y planificación, sino que también desempeña un papel clave en la adopción de tecnologías sostenibles y en la promoción de estrategias innovadoras dentro del sector de la energía limpia.

8. Recomendaciones

Es imperante realizar estudios piloto en los yacimientos depletados con mayor porosidad efectiva, debido a la relación directa que existe entre esta propiedad y el almacenamiento del hidrogeno, así como incorporar la simulación de inyecciones y extracciones de hidrogeno para evaluar el comportamiento operativo de estos.

Lo posterior a desarrollar desde el punto de vista económico-sería realizar un análisis de viabilidad debido a que a primera impresión hay muchos pros que respaldarían estas operaciones, así como múltiples reducciones de costos producto de la planificación y aprovechamiento de las instalaciones y el recurso Hidrogeno.

Los efectos químicos y biológicos del hidrógeno almacenado, como la corrosión y las reacciones con fluidos residuales o minerales, requieren estudios complementarios para garantizar la estabilidad a largo plazo del almacenamiento.

Referencias bibliográficas

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. https://www.anh.gov.co/documents/2671/6._Informe_Final_VMM.pdf.

Ahmed, T. (2010). *Reservoir engineering handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing. <https://www.ebooks.com/en-us/book/648740/reservoir-engineering-handbook/tarek-ahmed/>.

Anaconda Software Distribution. (2024). Anaconda: The World's Most Popular Data Science Platform. Retrieved from <https://www.anaconda.com>.

Andersson, J., & Grönkvist, S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11901–11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>.

Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The hydrogen color spectrum: Techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production. *Gases*, 3(1), 25–46. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>.

Barnett, H. G., Ireland, M. T., & van der Land, C. (2024). Capturing geological uncertainty in salt cavern developments for hydrogen storage. *Earth Science, Systems and Society*, 4. <https://doi.org/10.3389/esss.2024.10125>.

Bedoya, J., Mier, R., & Cruz, L. (2016). Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al campo Colorado.

Bolotin de Geología, 38(2), 101–108. <https://doi.org/10.18273/revbol.v38n2-2016007>.

Bo, Z., Zeng, L., Chen, Y., & Xie, Q. (2021). Geochemical reactions-induced hydrogen loss during underground hydrogen storage in sandstone reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(38), 19998–20009. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.116>.

Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.

Copa Ortega, D. J. (2020). *Economía del hidrógeno hasta 2030* [Tesis de pregrado. Universidad Politécnica de Madrid]. <https://oa.upm.es/62906/>.

Díaz Guardia, V. M., Castillo Torres, M., Vecino Arenas, C. E., Castro, R. H., Maya Toro, G., & Bravo Mendoza, O. (2010). Análisis de riesgo y simulación de Monte Carlo en la valoración de proyectos– Aplicación en la industria de los hidrocarburos. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 9(2), 33-41. Recuperado de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/2609>.

Dopffel, N., An-Stepec, B. A., de Rezende, J. R., Sousa, D. Z., & Koerdt, A. (2023). Editorial: Microbiology of underground hydrogen storage. *Frontiers in Energy Research*, 11. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1242619>.

Dopffel, N., Jansen, S., & Gerritse, J. (2021). Microbial side effects of

underground hydrogen storage: Knowledge gaps, risks, and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(12), 8594–8606. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.058>.

Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Recuperado de <https://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Yacimientos%20-%20Fredy%20Escobar.pdf>.

Epelle, E. I., Obande, W., Udourioh, G. A., Afolabi, I. C., Desongu, K. S., Orivri, U., Gunes, B., & Okolie, J. A. (2022). Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen. *Sustainable Energy and Fuels*, 6(14), 3324–3343. <https://doi.org/10.1039/d2se00618a>

Etayo-Serna, F., Montoya, D., Moreno, G., Terraza, R., & Guzman, G. (2022). Estudios geológicos y paleontológicos sobre el cretácico en la región del embalse del Rio Sogamoso. Valle Medio del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano.

GIZ Colombia. (2023). Complemento a la Hoja Ruta del Hidrógeno enfocado en las Tecnologías PtX.

Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J. M., Hangx, S. J. T., Kallmeyer, J., Ostertag-Henning, C., Hassanpouryouzband, A., Thaysen, E. M., Strobel, G. J., Schmidt-Hattenberger, C., Edlmann, K., Wilkinson, M., Bentham, M., Stuart Haszeldine, R., Carbonell, R., & Rudloff, A. (2021). Enabling large-scale hydrogen storage in porous media: The scientific challenges. *Energy and Environmental Science*, 14(2), 853–864.

<https://doi.org/10.1039/d0ee03536j>.

IRENA (2021), Renewable capacity statistics 2021 International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.

Jaramillo Minorta, D. F., Martínez Barros, A. D., & Rojas Martínez, E. E. (2020). Caracterización estratigráfica, petrográfica y geoquímica de la formación Girón, en la sección del km 42 vía Girón-Zapatoca, al este del puente Gómez Ortiz, departamento de Santander (Tesis de pregrado). Fundación Universitaria del Área Andina. <https://doi.org/10.33132/26654644.2116>.

Laverde, F., & Clavijo, J. (1985). Análisis facial de la Formación Los Santos, según el corte de "Tú y Yo" (Zapatoca). En F. Etayo-Serna, Proyecto Cretácico. INGEOMINAS.

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo N - Compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Resolución 40350 de 29 Oct 2021. República de Colombia.

Moyano Tirado, G. (2018). *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico* [Tesis de pregrado, Universidad de Sevilla]. Repositorio de la Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92122/fichero/TFG-2122-MOYANO.pdf>.

NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP). (s.f.). NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database. <http://www.nist.gov/srd/nist23.htm>

Pisciotti Martínez, A. V., & Zúñiga Guerrero, K. M. (2024). Caracterización de la Formación Mugrosa aplicando un modelo geológico conceptual para el almacenamiento de CO₂ producto de la generación de hidrógeno azul en la cuenca del Valle Medio del Magdalena [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].

Prada Castaño, C. J. (2017). Determinación de una correlación de comportamiento de afluencia para flujo multifásico que se ajuste a las condiciones de las arenas B – Formación Mugrosa del campo Llanito [Tesis de pregrado, Fundación Universidad de América].

Ramesh Kumar, K., Honorio, H., Chandra, D., Lesueur, M., & Hajibeygi, H. (2023). Comprehensive review of geomechanics of underground hydrogen storage in depleted reservoirs and salt caverns. *Journal of Energy Storage*, 73. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108912>.

RAG Austria AG. (2017). Underground Sun Storage: Final Report. Austrian Climate and Energy Fund. <https://www.underground-sun-storage.at/en/>.

Sarmiento-Pérez, G. A. (2015). Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena. ResearchGate. <https://www.researchgate.net/publication/288668619>.

Tackie-Otoo, B. N., & Haq, M. B. (2024). A comprehensive review on geo-storage of H₂ in salt caverns: Prospect and research advances. *Fuel*, 356. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129609>.

U.S Department of Energy. (s.f.). Hydrogen Storage. <https://energy.gov>.

XM. (s.f.). En marzo, la demanda de energía en Colombia aumentó 1.78% en comparación con el mismo mes del año anterior. Recuperado el 16 de enero de 2025, de <https://www.xm.com.co/noticias/5792-en-marzo-la-demanda-de-energia-en-colombia-aumento-178-en-comparacion-con-el-mismo>.